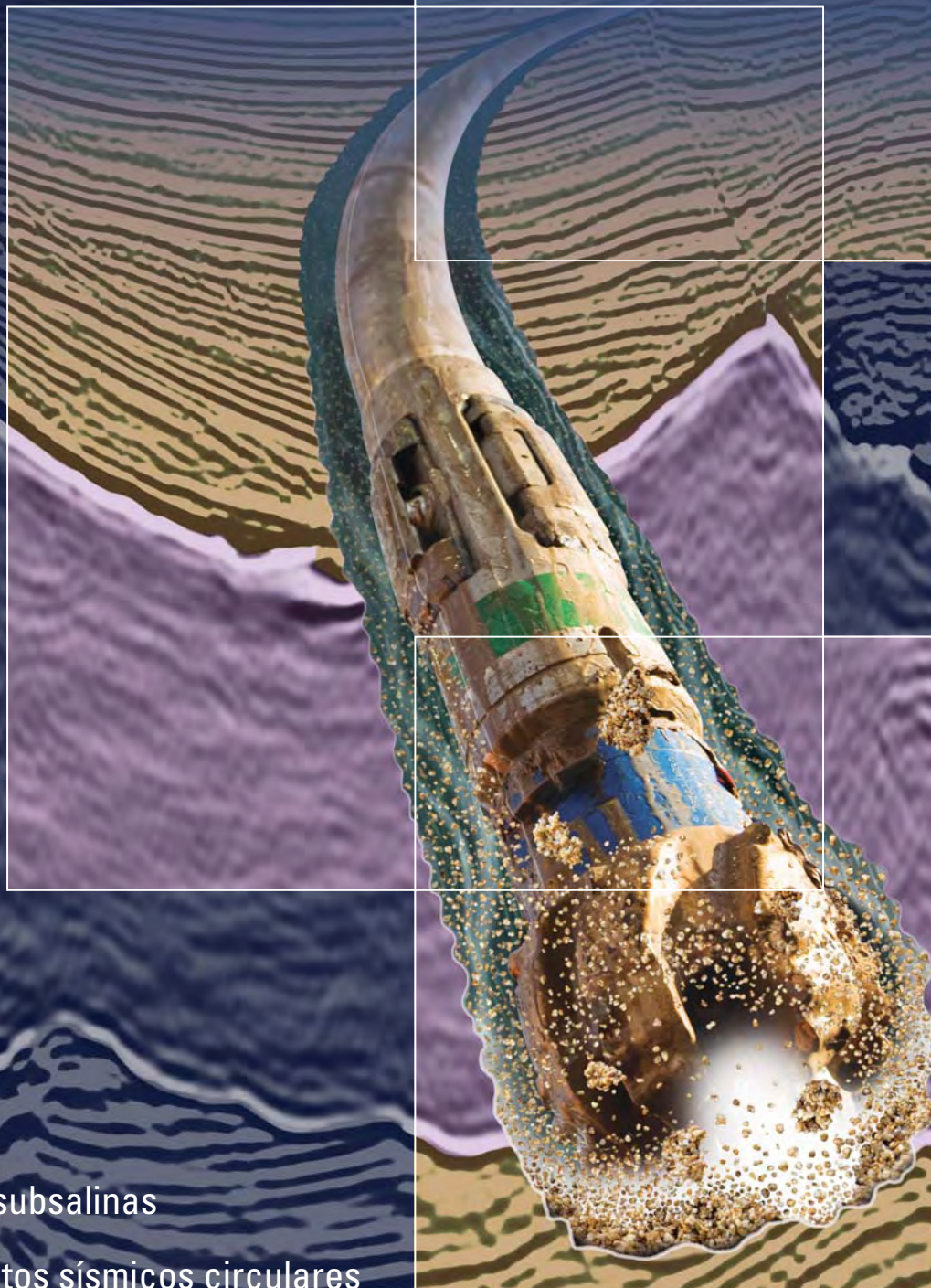


# Oilfield Review

Invierno de 2008/2009



Estructuras subsalinas

Levantamientos sísmicos circulares

Perforación a través de domos salinos

Tecnologías HPHT





## La conquista de una nueva frontera

El área marina de Brasil se ha convertido en una zona nueva y atractiva para las operaciones de exploración y desarrollo de los últimos años. Hasta la fecha, Petrobras ha descubierto ocho campos de aguas profundas en un área que se conoce como la región pre-salina de la Cuenca de Santos. En la recientemente descubierta área Tupi, se efectuará una prueba de pozo de largo alcance en marzo de 2009, y a fines del año 2010, se pondrá en marcha un proyecto piloto comercial. Esta actividad forma parte de uno de los retos corporativos: alcanzar una tasa de producción significativa en el área pre-salina, para agregar al objetivo de producción de petróleo local actual de 2.8 millones de bbl/d [450,000 m<sup>3</sup>/d] para el año 2015. Se cree que este objetivo, establecido en el Plan Estratégico de 2007 de Petrobras, es agresivo pero alcanzable. Para lograrlo, se anticipa un incremento significativo sobre la inversión de capital pronosticada actualmente de US\$ 112,000 millones en los próximos cinco años y se espera un impacto positivo sobre las reservas comprobadas futuras.

La consecución de nuestra visión corporativa nos llevó a observar más allá de las reservas conocidas, alojadas por encima de la sal en esta región marina. Nuestras actividades de exploración en la Cuenca de Santos hicieron que trabajásemos en tirantes de agua de más de 2,100 m [6,900 pies], apuntando como objetivo a los carbonatos que yacen por debajo de 2,000 m [6,600 pies] de sal (para conocer las inquietudes relacionadas con este tema en el Golfo de México, véase el artículo "Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas," *página 36*).

Los éxitos logrados hasta la fecha en esta provincia pre-salina han sido el resultado de la aplicación de las tecnologías existentes por parte de Petrobras, sus socios y sus proveedores. En particular, se han utilizado programas de interpretación sísmica sofisticados y herramientas de resonancia magnética nuclear (RMN) de alta definición. En estos pozos exploratorios, las herramientas de RMN posibilitaron la identificación de ciertas porciones de la roca yacimiento con porosidad suficiente como para revelar un buen potencial de producción. No obstante, es necesario abordar desafíos específicos para garantizar un nivel de producción óptimo de estas formaciones carbonatadas pre-salinas.

Se requieren mejores procesos de caracterización y representación de la formación con imágenes para mapear la continuidad del yacimiento y reconocer su heterogeneidad. Las facies obtenidas de la interpretación sísmica, la distribución de los poros internos y la conectividad son claves para asegurar la geometría óptima de los pozos en aras de incrementar la producción, mejorar el drenaje de los campos y minimizar el número de plataformas flotantes. Por otro lado, es necesario abordar las deficiencias tecnológicas para lograr la desviación de los pozos en la sal, para optimizar los tratamientos de fracturamiento hidráulico o ácido de los pozos carbonatados horizontales y para comprender la mojabilidad de los carbonatos para poder inyectar agua o gas, o ambos elementos, en forma efectiva.

Con líneas de conducción extensas y temperaturas de yacimiento bajas, la cera y los hidratos tienden a precipitar, creando problemas de aseguramiento del flujo que deben ser encarados. Además, el ambiente de producción es favorable a la incrustación de carbonatos y sulfatos. La compañía prevé un incremento en el número de operaciones de remediación, que pueden conducir a la utilización de embarcaciones de intervención livianas e incluso de instalaciones de terminación secas que produzcan un efecto colateral positivo mediante la reducción de la demanda de equipos de perforación flotantes.

El dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] producido de estas formaciones oscila entre 8% y más de 30%, y Petrobras y sus socios no lo ventearán. Por consiguiente, se cuenta con un plan verde de separación y re-inyección del gas en los acuíferos salinos o de recuperación mejorada del petróleo. El CO<sub>2</sub> presenta, además, retos relacionados con la corrosión de los equipos y herramientas, particularmente de aquéllos que permanecerán por períodos largos en los pozos.

Dado que el área Tupi se encuentra a aproximadamente 300 km [186 millas] de la costa, la logística para la movilización del personal y los equipos requerirá un proceso de planeación innovadora que podría incluir la implementación de bases marinas para tareas tales como el mantenimiento y aprovisionamiento de combustible de helicópteros. Petrobras también está investigando los usos no tradicionales del gas natural producido en las áreas marinas. Actualmente se está estudiando la factibilidad de disponer de instalaciones flotantes de gas natural licuado, al igual que la idea de utilizar el gas en un distribuidor marino con el objetivo de producir energía eléctrica destinada a una serie de plataformas de producción.

La experiencia excepcional adquirida de la producción y el desarrollo de la Cuenca de Campos, mediante la asociación de Petrobras con los proveedores tradicionales de servicios y equipos, nuevamente será crucial para el desarrollo exitoso del área pre-salina de la Cuenca de Santos. Entre otras cosas, se están analizando acuerdos de cooperación técnica para acelerar los logros tecnológicos necesarios.

Estos desafíos pueden parecer abrumadores; sin embargo, los pronósticos para el proyecto piloto del Campo Tupi indican un retorno económico significativo para Petrobras y sus socios, incluso sobre la base de la aplicación de las tecnologías tradicionales. No obstante, Petrobras siempre consideró la introducción de nueva tecnología como un impulsor clave de los negocios. La compañía seguirá desarrollando y aplicando tecnologías en colaboración con instituciones de investigación, universidades, compañías de servicios y socios, a fin de asegurar que las riquezas pre-salinas puedan ser extraídas en forma segura y económica, aunque los precios de los hidrocarburos sean fluctuantes.

**José Formigli**

Gerente Ejecutivo de E&P-PRESAL  
Petrobras

José Formigli fue recientemente designado Gerente Ejecutivo para el área nacional de E&P de Petrobras, denominada E&P-PRESAL. Esta posición está específicamente relacionada con la evaluación, el desarrollo y la producción de los descubrimientos pre-salinos, los cuales abarcan los hallazgos recientes en la Cuenca de Santos, en el área marina de Brasil. Desde su ingreso en Petrobras en 1983, José desarrolló diversas actividades relacionadas con las operaciones de terminación de pozos y la ingeniería submarina, comenzando como encargado de operaciones de las áreas marinas para luego gerenciar dichas actividades. José fue gerente de producción de la Cuenca de Campos, gerente a cargo de los activos del Campo Marlim, gerente ejecutivo del segmento de servicios de E&P y gerente de ingeniería de producción de E&P. Obtuvo un diploma en ingeniería civil y otro en ingeniería petrolera del Instituto Militar de Engenharia y la Universidad de Petrobras, respectivamente, y una maestría en administración avanzada de empresas de la Escuela de Postgrado en Administración de Empresas COPPEAD de la Universidad Federal de Río de Janeiro.

# Oilfield Review

## Editor ejecutivo

Mark A. Andersen

## Editor consultor

Lisa Stewart

## Editores

Matt Varhaug  
Rick von Flatern  
Vladislav Glyanchenko  
Tony Smithson  
Michael James Moody

## Colaboradores

Rana Rottenberg  
Glenda de Luna  
Judy Jones  
Erik Nelson  
John Kingston

## Diseño y producción

Herring Design  
Steve Freeman

## Ilustraciones

Tom McNeff  
Mike Messinger  
George Stewart

## Impresión

Wetmore Printing Company  
Curtis Weeks

## Traducción y producción

Lynx Consulting, Inc.

E-mail: [info@lincd.com](mailto:info@lincd.com);  
<http://www.lincd.com>

## Traducción

Adriana Real

## Edición

Antonio Jorge Torre

## Subedición

Nora Rosato

## Diagramación

Diego Sánchez

## 4 La recompensa que yace bajo la sal

Las estructuras subsalinas del sector norte del Golfo de México se extienden a lo largo de una amplia zona de la Plataforma Continental externa y el Talud de la porción oeste y central de la Costa del Golfo de EUA. Las compañías de E&P están explotando esta área prospectiva mediante la perforación de las estructuras que yacen entre las masas salinas o por debajo de los domos de sal. Habiendo apuntado originariamente a los horizontes de edad Mioceno a Pleistoceno como objetivos, algunos operadores están explorando ahora las arenas más profundas del Terciario Inferior.



## 20 Levantamientos sísmicos en círculos

Los levantamientos que registran datos de las trayectorias de rayos en una amplia gama de direcciones, proveen una mejor iluminación del subsuelo que los levantamientos marinos convencionales de sísmica 3D, los cuales registran datos fundamentalmente de una sola dirección. Una nueva técnica emplea una embarcación que navega en círculos vinculados continuamente para registrar en forma eficaz estos trayectos de rayos de gran complejidad. Este artículo analiza la nueva técnica y su potencial considerable para abordar los desafíos que plantea la representación de ambientes geológicos complejos con imágenes.



## Enlaces de interés:

Schlumberger  
[www.slb.com](http://www.slb.com)

Archivo del *Oilfield Review*  
[www.slb.com/oilfieldreview](http://www.slb.com/oilfieldreview)

Glosario del *Oilfield Review*  
[www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)

## Dirigir la correspondencia editorial a:

*Oilfield Review*  
1325 S. Dairy Ashford  
Houston, Texas 77077 EUA  
(1) 281-285-7847  
Facsimile: (1) 281-285-1537  
E-mail: [editorOilfieldReview@slb.com](mailto:editorOilfieldReview@slb.com)

## Dirigir las consultas de distribución a:

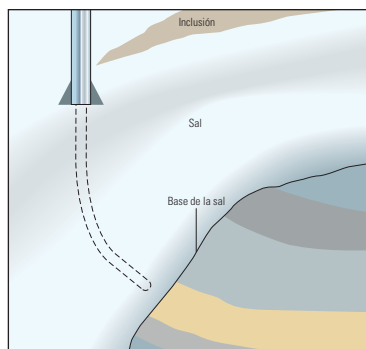
Carlos Calad  
Teléfono: (55) 21 3824 7461 (Patricia)  
Directo: (55) 21 3824 7463  
Facsimile: (55) 21 2112 4601  
E-mail: [calad1@slb.com](mailto:calad1@slb.com)

Susumu Nakamura  
Teléfono: (55) 21 3824 7461 (Patricia)  
Directo: (55) 21 3824 7460  
Facsimile: (55) 21 2112 4601  
E-mail: [snakamura@slb.com](mailto:snakamura@slb.com)



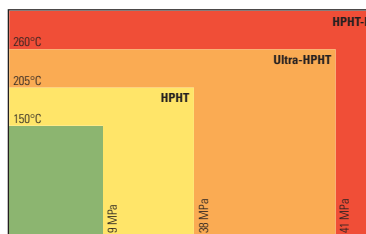
## 36 Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas

Hace tiempo, los operadores evitaban planificadamente perforar a través de las secciones salinas. Hoy, gracias a la innovación y la experiencia, los operadores han aprendido a perforar pozos verticales y direccionales rutinariamente, a través de los mantos salinos extremadamente espesos que se encuentran en el camino que los conduce a yacimientos ricos en hidrocarburos localizados debajo de dichos mantos.



## 52 Tecnologías para alta presión y alta temperatura

Los científicos e ingenieros extienden los límites de la química y la ciencia de los materiales para abordar los desafíos asociados con los pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT). Este artículo examina las tecnologías y los materiales desarrollados para la ejecución exitosa de las tareas de perforación, evaluación de formaciones, construcción de pozos, estimulación, producción y vigilancia. Algunos estudios de casos ilustran cómo los ingenieros se enfrentan a estas complejas condiciones.



## 68 Colaboradores

### 71 Próximamente en *Oilfield Review*

### 72 Nuevas publicaciones

### Consejo editorial

Abdulla I. Al-Kubaisy  
*Saudi Aramco*  
Ras Tanura, Arabia Saudita

Dilip M. Kale  
*ONGC Energy Centre*  
Nueva Delhi, India

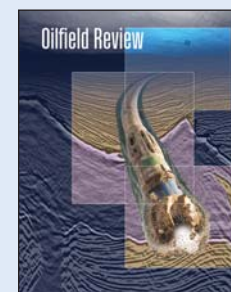
Roland Hamp  
*Woodside Energy, Ltd.*  
Perth, Australia

George King  
*Rimrock Energy LLC*  
Denver, Colorado, EUA

Eteng A. Salam  
*PERTAMINA*  
Yakarta, Indonesia

Jacques Braille Saliés  
*Petrobras*  
Houston, Texas, EUA

Richard Woodhouse  
*Consultor independiente*  
Surrey, Inglaterra



### En la portada:

En el Golfo de México, los operadores de áreas de aguas profundas están extendiendo las campañas de exploración en busca de zonas productivas que yacen por debajo de los cuerpos salinos. En la imagen se observa un sistema rotativo direccional que ha sido orientado para perforar en forma perpendicular al frente inferior del cuerpo salino, el cual se indica en la porción púrpura de la sección sísmica.

*Oilfield Review* es una publicación trimestral de Schlumberger destinada a los profesionales de la industria petrolera, cuyo objetivo consiste en brindar información acerca de los adelantos técnicos relacionados con la búsqueda y producción de hidrocarburos. *Oilfield Review* se distribuye entre los empleados y clientes de Schlumberger y se imprime en los Estados Unidos de Norteamérica.

A menos que se indique lo contrario, las siglas que aparecen en esta publicación corresponden al idioma inglés.

Cuando se menciona sólo el lugar de residencia de un colaborador, significa que forma parte del personal de Schlumberger.

© 2009 Schlumberger. Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta publicación puede ser reproducida, archivada o transmitida en forma o medio alguno, ya sea electrónico o mecánico, fotocopiado o grabado, sin la debida autorización escrita de Schlumberger.

# La recompensa que yace bajo la sal

Las actividades de exploración y producción en las áreas de aguas profundas y ultraprofundas del norte del Golfo de México, mostraron el camino que condujo hacia la estructura subsalina descubierta recientemente. A su vez, las lecciones aprendidas a partir de esta estructura abren el camino a la exploración subsalina en otras cuencas del mundo.

**John R. Dribus**

*Nueva Orleáns, Luisiana, EUA*

**Martin P.A. Jackson**

*Oficina de Geología Económica  
Universidad de Texas en Austin  
Austin, Texas, EUA*

**Jerry Kapoor**

**Martiris F. Smith**  
*Houston, Texas*

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Joelle Fay y Mark Riding, Gattwick, Inglaterra; y a Chris García, Ciudad de México, México.

Q-Marine es una marca de Schlumberger.

1. Close F, McCavitt RD y Smith B: "Deepwater Gulf of Mexico Development Challenges Overview," artículo SPE 113011, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica de África Septentrional de la SPE, Marrakech, Marruecos, 12 al 14 de marzo de 2008.
2. El concepto de aguas profundas evolucionó considerablemente a través de los años. El Servicio de Administración de Minerales (MMS) del Departamento del Interior de EUA definió originalmente como aguas profundas aquéllas en que el lecho marino se encuentra a 200 m [656 pies] de profundidad. Esta marca fue eclipsada posteriormente por las tendencias de perforación de la industria, y ahora el estándar de aguas profundas se ha fijado en 305 m [1,000 pies]. El MMS ha designado a las profundidades de más de 1,524 m [5,000 pies] como aguas ultraprofundas. En el Golfo de México, las aguas más profundas corresponden a la Fosa de Sigsbee, cuyas profundidades estimadas oscilan entre 3,750 m [12,303 pies] y 4,384 m [14,383 pies].

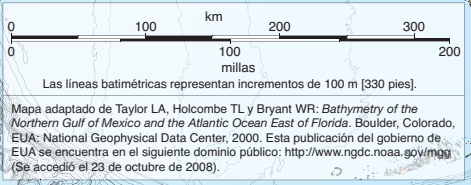




La especulación abunda. Los operadores de áreas marinas protegen diligentemente los secretos de las profundidades, conseguidos con esfuerzo y grandes inversiones, y sólo revelan los datos requeridos por mandato gubernamental.

Quizás el mayor desafío es el que plantean las espesas capas de sal presentes en el subsuelo. Numerosas áreas prospectivas de aguas profundas yacen por debajo de mantos de sal; algunos de los cuales poseen espesores de hasta 6,100 m [20,000 pies].<sup>1</sup> Como un domo ondulante y desgastado, los mantos salinos fusionados se extienden desde la Plataforma Continental de EUA hasta el Talud Continental de aguas profundas frente a las costas de Texas y Luisiana. Bien al sur, en aguas menos exploradas, se encuentra una provincia subsalina similar frente a la Península de Yucatán de México.

La sal constituye un desafío especial para los perforadores, que deben enfrentarse con inclusiones de sedimentos de alta presión o zonas trituradas a medida que penetran cuerpos salinos (véase “Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas,” *página 36*). Además presenta dificultades considerables para los geofísicos cuando tratan de representar con imágenes las estructuras profundas que yacen por debajo de cuerpos salinos de forma irregular. En la sal, las ondas sísmicas pueden alcanzar velocidades que oscilan entre 4,400 y 4,600 m/s [14,500 y 15,100 pies/s];





^ La Tierra durante el período Triásico. La separación final del supercontinente de Pangea fue manifestada en parte por el hundimiento producido entre las placas continentales de África y las Américas, que con el tiempo condujo a la formación del Golfo de México.

en ciertos casos casi duplicando la velocidad con que viajarían en los sedimentos adyacentes. Este contraste de velocidad produce problemas de enervación de imágenes geofísicas que pueden enmascarar las estructuras infrayacentes e impedir que los geocientíficos determinen la localización o el alcance de los yacimientos potenciales.<sup>3</sup> No obstante, los avances registrados en las técnicas de adquisición y procesamiento de datos sísmicos están ayudando a los geofísicos a resolver problemas que previamente impedían la obtención de imágenes de estructuras subsalinas (véase “Levantamientos sísmicos en círculos,” *página 20*).

El proceso de perforación y producción de un pozo subsalino requiere un grado significativo de planificación, capacidad operacional e inversión. Dadas las dificultades asociadas con las operaciones de perforación en aguas profundas, la decisión de asumir el desafío adicional de penetrar la sal debe ser justificada con repagos y retornos de las inversiones que ameriten el gasto y el riesgo adicional involucrado. Un artículo redactado en 1997, que se cita con frecuencia, mencionaba que las reservas subsalinas potenciales de 25 o más campos significativos, ubicados principalmente en la Plataforma Continental de la porción norte del Golfo de México, habían sido estimadas en 1,200 millones de bbl [190 millones de m<sup>3</sup>] de petróleo y 15 Tpc [435,000 millones de m<sup>3</sup>] de gas.<sup>4</sup> Estas estimaciones no incluyen las reservas adicionales que desde entonces se han descubierto en el *play* de aguas profundas de edad Mioceno—including Mad Dog, Pony, Tahiti y otros cam-

pos—ni los descubrimientos subsalinos de aguas ultraprofundas, tales como los campos Jack, Kaskida, St. Malo y Thunder Horse.

Este artículo describe la evolución del *play* subsalino de la porción norte del Golfo de México. Se revisan brevemente los procesos geológicos que condujeron a la deposición de la Cuenca Louann Salt y el transporte de arenas de calidad yacimiento hacia las zonas más profundas de la cuenca. Además, se examina el rol de la movilización de la sal, y su efecto sobre el sedimento suprayacente, en la formación de las trampas y los trayectos de migración necesarios para conformar un sistema petrolero efectivo en el Golfo de México. También se analiza cómo las arenas depositadas originalmente por encima de la sal ahora la infrayacen. Si bien este artículo se centra principalmente en las aguas intensamente exploradas de EUA, en el sector norte del Golfo de México, algunos de los principios descriptos también son relevantes para otras cuencas del mundo.

#### Evolución de la Cuenca del Golfo de México

Los descubrimientos realizados en el Golfo de México desafiaron los conceptos previos acerca de la existencia de arenas con hidrocarburos debajo de grandes espesores de sal. Esta sal es en realidad más antigua que las arenas que la infrayacen. No obstante, la sal se ha desplazado y en ciertos casos ha creado sellos capaces de entrapar petróleo y gas. La comprensión de las complejidades geológicas de estos descubrimientos requiere un paso atrás en el tiempo.

El *play* subsalino del Golfo de México, en proceso de evolución, se encuentra intrincadamente ligado a la historia geológica del Golfo en sí. Esta historia se remonta a miles de millones de años, antes de que existiera el Golfo de México, una época posterior al momento en que la mayoría de las placas continentales del mundo convergieron para formar un supercontinente conocido con el nombre de Pangea (*izquierda*). La actividad tectónica que sobrevino a esa etapa formaría la Cuenca del Golfo e incidiría en la distribución de los sedimentos que la rellenaron subsiguientemente.






Además de los procesos tectónicos y depositacionales incesantemente graduales que tuvieron lugar en esta cuenca, operaron otras fuerzas. La historia inicial del Golfo de México se vio por momentos interrumpida abruptamente por la ocurrencia de eventos catastróficos que no sólo incidieron en la formación del Golfo sino que además cambiaron el mundo. Aunque notables en cuanto a escala, estos eventos no fueron únicos; uno de estos cataclismos tuvo lugar justo antes del comienzo de la apertura del Golfo de México.


Hace aproximadamente 250 millones de años, se extinguió gran parte de la vida existente sobre la Tierra. En tierra firme, la biodiversidad de los insectos se desplomó, y las pérdidas de animales y vegetales fueron aún más severas ya que desapareció el 70% de las especies terrestres. En los mares, los trilobites, los corales tabulados y rugosos, y casi todos los crinoideos se extinguieron, junto con aproximadamente el 90% de todas las especies marinas. Los niveles de oxígeno atmosférico cayeron, pasando del 30% a menos del 15%.

Ésta fue la gran extinción del Pérmico-Triásico (*próxima página, arriba*). La causa de esta extinción masiva es tema de debate. Si bien los descubrimientos recientes señalan el impacto de un asteroide, otras evidencias sustentan una diversidad de teorías, que incluyen la actividad volcánica masiva, la caída de los niveles de los mares ocasionada por la formación de mantos de hielo continentales, la anoxia causada por la circulación lenta de los océanos, un vertido masivo de metano proveniente de los hidratos del fondo marino, o una combinación de estos episodios. Sin importar la causa, esta extinción estableció un hito geológico destacado en los afloramientos de todo el mundo, proporcionando un patrón de medición con el cual establecer la secuencia cronológica de los procesos subsiguientes que condujeron a la formación de rasgos tales como el Golfo de México.

Después de esta extinción, el continente de Pangea comenzó a desplazarse como elemento precursor del desarrollo de la Cuenca del Golfo de México. En el Triásico Tardío, conforme la placa Norteamericana se separó de las placas Sudamericana y Africana, comenzaron a formarse zanjas



Era	Periodo		Época	Tiempo presente
Cenozoica	Cuaternario		Holoceno	0.01
			Pleistoceno	1.8
	Terciario	Neógeno	Plioceno	5.3
			Mioceno	23.8
		Paleógeno	Oligoceno	33.7
			Eoceno	54.8
			Paleoceno	65
	Mesozoica	Cretácico		
Jurásico			206	
Triásico			248	
Paleozoica	Pérmico			290
	Carbonífero	Pensilvaniano		323
		Mississippiano		354
	Devoniano			417
	Siluriano			443
	Ordovícico			490
	Cambriano			540

 Evento de extinción principal

Edad en millones de años antes del presente

● Evento de extinción principal

^ Escala de tiempo geológico. La convergencia de las placas continentales, durante los períodos Missisippiano y Pensilvaniano, condujo a la formación del supercontinente de Pangea. Hacia el Triásico Tardío, el manto ascendente separó el supercontinente y produjo la apertura de las cuencas ancestrales del Golfo de México y del Océano Atlántico.

de hundimiento (*rifts*) profundas. Estas zanjas de hundimiento fueron asociadas con el estiramiento de la corteza continental.<sup>5</sup> Formando aún parte de la placa Norteamericana, el área que con el tiempo se convertiría en el Golfo de México estaba atravesada por fosas tectónicas, que se hundieron gradualmente al rellenarse con depósitos volcánicos y capas rojas no marinas, provenientes de sedimentos erosionados desde las áreas elevadas adyacentes.<sup>6</sup> Estas capas rojas, que constituyen algunos de los primeros registros de la fase de *rifting* del Golfo de México, conforman una parte de la Formación Eagle Mills.

El tectonismo relacionado con los procesos de subducción a lo largo del margen oeste de la placa Norteamericana, permitió el avance esporádico del Océano Pacífico. Durante el Jurásico Medio, los maremotos del Pacífico se extendieron hacia el este a lo largo de México, para rellenar las depresiones someras del proto-Golfo; las expresiones superficiales de las fosas en proceso de subsidencia continua, activadas durante el Triásico Tardío. Entre los maremotos, la conexión con el Océano Pacífico se habría cerrado, dejando atrás cuerpos aislados de agua salada.

A lo largo de ciclos innumerables de reconstrucción y evaporación, la salinidad de estos cuerpos de agua se incrementó de manera constante.

Esto condujo a la precipitación de halita en el centro de las cuencas hipersalinas y a la precipitación de anhidrita a lo largo de ciertas partes de la periferia. La subsidencia local se adaptó al ritmo de la precipitación de halita, como lo evidencian los depósitos evaporíticos que poseen miles de pies de espesor. En la porción norte de la Cuenca del Golfo de México, estos depósitos salinos extensivos pasaron a conocerse con el nombre de Louann Salt, de edad Jurásico Medio.

En el Jurásico Tardío, durante lo que, según se infiere, corresponde a las etapas tardías del proceso de *rifting*, el estiramiento continuo de la corteza continental hizo que la plataforma de Yucatán se separara de la placa Norteamericana, llevando consigo una porción del cuerpo salino. Es probable que se haya abierto una conexión entre el Golfo de México, en sus primeras etapas, y el Océano Atlántico, a fines del Jurásico, cuando se estableció un corredor entre las plataformas de Florida y Yucatán, y la conexión con el Océano Pacífico se restringió.<sup>7</sup> La plataforma de Yucatán rotó en sentido antihorario mientras continuaba su deriva hacia el sur.<sup>8</sup> Finalmente, se asentó sobre el margen norte de la placa Sudamericana durante el Cretácico Temprano (*abajo*).

Los procesos tectónicos que tuvieron lugar más allá de la cuenca, incidieron considerablemente en la secuencia y la extensión areal de los depósitos sedimentarios que comenzaron a rellenar el Golfo y a sepultar las capas espesas de la estructura Louann Salt. Algunos de estos sedimentos se con-

vertirían más tarde en generadores de hidrocarburos, mientras que otros se transformarían en posibles yacimientos de hidrocarburos a los que hoy se apunta como objetivos exploratorios.

El levantamiento Jurásico de las Montañas Apalaches fue acompañado por la erosión de materiales montañosos graníticos. Con su meteorización, el feldespato y los minerales de mica presentes dentro de estos granitos se desintegraron para producir depósitos clásticos ricos en arcillas,

3. Farmer P, Miller D, Pieprzak A, Rutledge J y Woods R: "Exploring the Subsalt," *Oilfield Review* 8, no. 1 (Primavera de 1996): 50-64.

4. Montgomery SL y Moore DC: "Subsalt Play, Gulf of Mexico: A Review," *AAPG Bulletin* 81, no. 6 (Junio de 1997): 871-896

5. Salvador A: "Late Triassic-Jurassic Paleogeography and Origin of Gulf of Mexico Basin," *AAPG Bulletin* 71, no. 4 (Abril de 1987): 419-451.

6. Una fosa tectónica (*graben*) es un bloque de falla hundido que se encuentra limitado a ambos lados por bloques de fallas normales levantados y opuestos. Las fosas tectónicas tienen lugar en áreas de *rifting* (hundimiento) o extensión, donde la corteza de la Tierra está siendo separada.

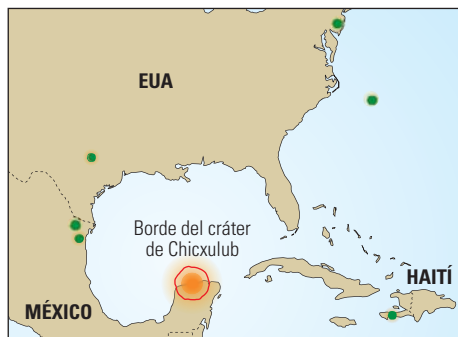
Las capas rojas son estratos sedimentarios rojizos, tales como la arenisca, la limolita o la lutita, que se han acumulado bajo condiciones de oxidación. El color rojo resulta de la presencia de manchas de minerales de óxido de hierro en los sedimentos. Las condiciones de oxidación son comunes en los ambientes áridos y con temperaturas elevadas, y en consecuencia implican que los sedimentos han sido expuestos a las mismas a través del fenómeno de meteorización superficial, como resultado del levantamiento o la erosión del sedimento suprayacente. Las capas rojas se asocian comúnmente con rocas de los períodos Pérmico y Triásico.

7. Salvador, referencia 5.

8. Pindell J y Kennan L: "Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean," en Fillon RH, Rosen NC, Weimer P, Lowrie A, Pettingill H, Phair RL, Roberts HH y van Hoorn B (ediciones): *Actas, 21a Conferencia Anual de Investigación Bob F. Perkins de la Fundación SEPM de la Sección de la Costa del Golfo* (2001): 193-220.



^ Movimiento de la microplaca de Yucatán. La Cuenca Louann Salt se separó cuando la microplaca de Yucatán (línea amarilla de guiones) rotó y se desplazó hacia el sur (flecha blanca). (Adaptado de Pindell y Kennan, referencia 8.)



▲ Mapa del impacto del Chicxulub. Se han encontrado esférulas provenientes del impacto en lugares (círculos verdes) de la costa del Golfo y la costa noreste de EUA, en pozos perforados frente a la costa este de EUA y en afloramientos de México y Haití. Durante el impacto, que marcó el límite entre el Cretácico y el Terciario, Haití se localizaba a unos 700 km [435 millas] al sur de Chicxulub. (Adaptado de Olsson et al, referencia 14.)

que se conocen como areniscas feldespáticas. Localmente, los vientos áridos transportaron parte de los sedimentos clásticos, separando las arcillas de la fracción cuarzosa por procesos de cribado, lo que generó los depósitos eólicos de la arenisca Norphlet del Jurásico Superior.<sup>9</sup> Entretanto, la Plataforma de Florida y la Plataforma de Yucatán se empobrecieron en sedimentos clásticos y fueron dominadas por la depositación de capas macizas de carbonatos químicos.

Luego de la depositación de la arenisca Norphlet, un aumento del nivel del mar produjo un período transgresivo durante el cual tuvo lugar la depositación localizada de evaporitas, clásticos marinos someros y carbonatos ricos en materia orgánica. La materia orgánica, proveniente de las algas, el plancton y otros materiales del ambiente marino, se mezcló y quedó sepultada dentro de capas de carbonatos y lutitas. Con el tiempo, al incrementarse la profundidad de sepultamiento de los sedimentos, el calor y la presión resultantes de la acumulación de los estratos de sobrecarga

transformaron la materia orgánica en kerógenos Tipo I y Tipo II, que son los precursores esenciales de la generación de hidrocarburos.<sup>10</sup>

En el Cretácico, se depositaron gruesos depósitos de intercalaciones de carbonatos, margas y lutitas marinas ricas en materia orgánica durante otra serie de transgresiones marinas. Como sus equivalentes jurásicos más profundos, estos depósitos ricos en materia orgánica se convertirían en rocas madre importantes, al ser sepultados a una profundidad suficiente para generar hidrocarburos. El fin del Cretácico—hace aproximadamente 65 millones de años—fue señalado por la llegada de un gran asteroide que anunció una nueva era en la historia geológica de la Tierra.

Este asteroide, de 8 a 10 km [5 a 6 millas] de diámetro, impactó cerca de la actual ciudad de Chicxulub Puerto, en la Península de Yucatán de México (*izquierda*). Al impactar, el asteroide produjo un cráter en la Plataforma carbonatada de Yucatán, con un diámetro mayor a 180 km [112 millas], y derritió la corteza terrestre hasta una profundidad de aproximadamente 29 km [18 millas].<sup>11</sup> La energía liberada en el momento del impacto superó a la que liberan 100 millones de megatoneladas de TNT.<sup>12</sup> En la Cuenca del Golfo, los sismos masivos indujeron el deslizamiento sinsedimentario de los sedimentos costeros, produciéndose a la vez tsunamis de 100 m [330 pies] que se irradiaron a lo largo de la Cuenca del Golfo de México y las cuencas del Proto-Caribe y del Atlántico.<sup>13</sup>

Como testimonio del efecto físico del impacto, existe una capa de esférulas fusionadas que se extiende a lo largo de Haití, Estados Unidos, Canadá, España y Nueva Zelanda. Estas esférulas fueron producidas como toneladas de proyecciones volcánicas fundidas que salieron disparadas del cráter, formando una pluma convectiva roja y caliente que circundó el globo y produjo una lluvia de vidrio fundido durante varios días, encendiendo fuegos en ciertos lugares de América del Norte y América del Sur, África Central, India y el Sudeste Asiático.

Como consecuencia, en los sedimentos de Europa y el oeste de EUA, se conserva un depósito de ceniza y hollín. Durante esta etapa, los gases de efecto invernadero se incrementaron más de cien veces, el contenido de azufre atmosférico aumentó en un factor de mil, y el gas de cloro destruyó el ozono, creando un ambiente que puso fin a la era de los dinosaurios y extinguió el 75% de las especies que habitaban la Tierra.<sup>14</sup>

Luego del cataclismo del Cretácico-Terciario, los sedimentos aportados por los episodios orogénicos, en el margen oeste del Golfo, comenzaron a rellenar la cuenca de subsidencia. A comienzos del Paleoceno, los detritos clásticos provenientes del oeste formaron un cono submarino de cuenca en la Formación Wilcox Inferior, que está compuesto por areniscas y limolitas arcósicas mal clasificadas y generadas por gravedad, con abundantes arcillas. Se sabe que estas areniscas turbidíticas arcósicas poseen permeabilidades que oscilan entre 1 y 10 mD y porosidades que varían del 14% al 18%.<sup>15</sup>

Conforme continuó el proceso de relleno de la cuenca durante el Eoceno Temprano, las secuencias amalgamadas de complejos de canal con albardón de aguas profundas sepultaron el complejo de conos submarinos de cuenca. Estos sedimentos de la Formación Wilcox Superior fueron depositados bajo condiciones de energía más alta que la de los sedimentos de la Formación Wilcox Inferior y están mejor clasificados que sus contrapartes de fondo de cuenca. En consecuencia, estas secuencias amalgamadas poseen menos fragmentos de roca, menos arcilla y mejores propiedades de yacimiento, como lo demuestran los rangos reportados de permeabilidad y porosidad que varían entre 50 y 200 mD, y 20 y 28%, respectivamente.

Importantes sistemas de cañones atravesaron los márgenes de la Plataforma Cenozoica y canalizaron los clásticos de la Formación Wilcox lejos de la costa.<sup>16</sup> Estos clásticos fueron transportados hasta el fondo de la cuenca de aguas profundas (*próxima página*). Ahora se está apuntando a los

9. Mink RM, Bearden BL y Mancini EA: "Regional Geologic Framework of the Norphlet Formation of the Onshore and Offshore Mississippi, Alabama and Florida Area," *Actas, Conferencia y Exposición Oceans '88 MTS-OES-IEEE* (1988): 762-767.

10. Después del sepultamiento hasta profundidades de 1 a 2 km [0.6 a 1.2 milla] y luego del calentamiento hasta temperaturas de 60°C [140°F], los kerógenos sirven como carga de alimentación primaria para la generación de hidrocarburos.

11. Kring DA: "Composition of Earth's Continental Crust as Inferred from the Compositions of Impact Melt Sheets," presentado en la 28a Conferencia de Ciencia Lunar y Planetaria, Houston, 17 al 21 de marzo de 1997, <http://www.lpi.usra.edu/meetings/lpsc97/pdf/1084.PDF> (Se accedió el 21 de agosto de 2008).

12. Serie *Impact Cratering* del Centro de Imágenes Espaciales de la Universidad de Arizona/NASA [http://www.lpi.arizona.edu/SIC/impact\\_cratering/Chicxulub/Discovering\\_crater.html](http://www.lpi.arizona.edu/SIC/impact_cratering/Chicxulub/Discovering_crater.html) (Se accedió el 11 de agosto de 2008).

13. Kring DA: "The Chicxulub Impact Event and Its Environmental Consequences at the Cretaceous-Tertiary Boundary," *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 255 (Noviembre de 2007): 4-21.

14. Para obtener más información sobre el impacto del Chicxulub y su relación con el límite entre el Cretácico y el Terciario, consulte: Pati JK y Reimold WU: "Impact Cratering—Fundamental Process in Geoscience and Planetary Science," *Journal of Earth System Science* 116, no. 2 (Abril de 2007): 81-98.

Simonson BM y Glass BP: "Spherule Layers—Records of Ancient Impacts," *Annual Review of Earth and Planetary Science* 32 (Mayo de 2004): 329-361.

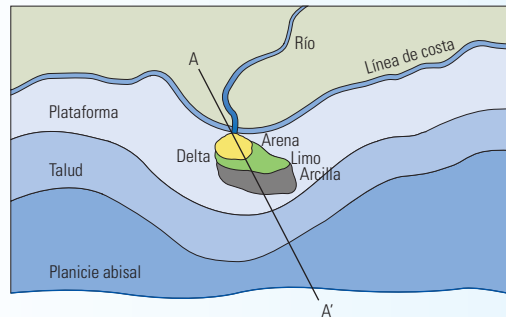
Smit J: "The Global Stratigraphy of the Cretaceous-Tertiary Boundary Impact Ejecta," *Annual Review of Earth and Planetary Science* 27 (Marzo de 1999): 75-113.  
Olsson RK, Miller KG, Browning JV, Habib D y Sugarman PJ: "Ejecta Layer at the Cretaceous-Tertiary Boundary, Bass River, Nueva Jersey (Programa Internacional de Perforación Oceánica, Campaña 174AX)," *Geology* 25, no. 8 (Agosto de 1997): 759-762.

15. Meyer D, Zarra L y Yun J: "From BAH to Jack, Evolution of the Lower Tertiary Wilcox Trend in the Deepwater Gulf of Mexico," *The Sedimentary Record* 5, no. 3 (Septiembre de 2007): 4-9.

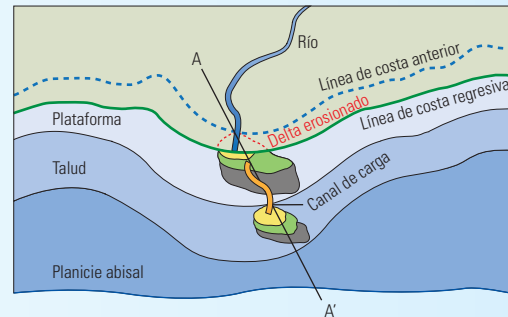
16. Según algunos autores, una colisión del Arco de Cuba contra los bloques de Yucatán y Florida, que tuvo lugar durante las edades Paleoceno y Eoceno, puede haber aislado el Golfo de México, induciendo una reducción regresiva significativa y a corto plazo del nivel del mar a través de la evaporación. Esto habría permitido la reelaboración de las arenas Wilcox depositadas previamente. Al caer el nivel del mar, estas arenas habrían sido redepositadas sobre el fondo profundo de la cuenca, conformando una serie de conos submarinos proximales de cuenca. Para obtener más información sobre este escenario, consulte: Rosenfeld JH y Blickwede JF: "Extreme Evaporative Drawdown of the Gulf of Mexico at the Paleocene-Eocene Boundary," presentado en la Convención Anual de la AAPG, Houston (9 al 12 de abril de 2006), <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2006/06065Rosenfeld/index.htm> (Se accedió el 30 de septiembre de 2008).



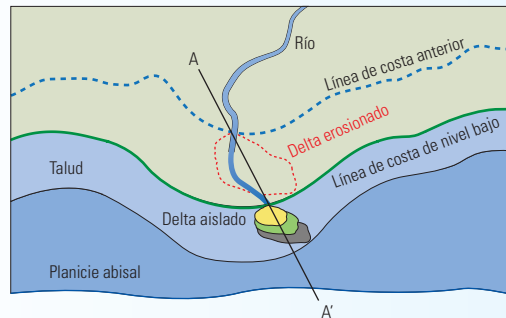
### El río aporta sedimentos sobre la plataforma



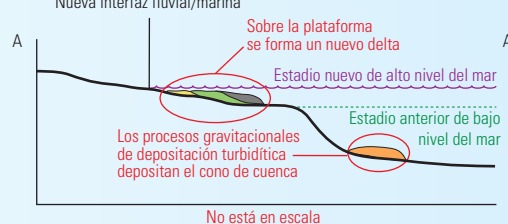
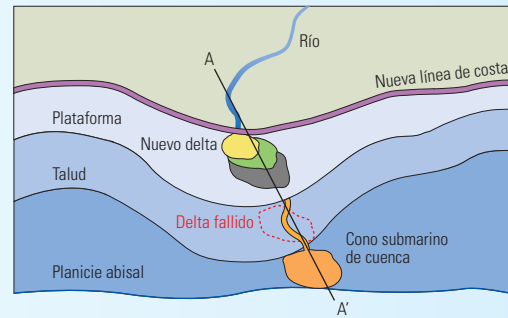
### Sedimento transportado hasta el talud a medida que cae el nivel del mar



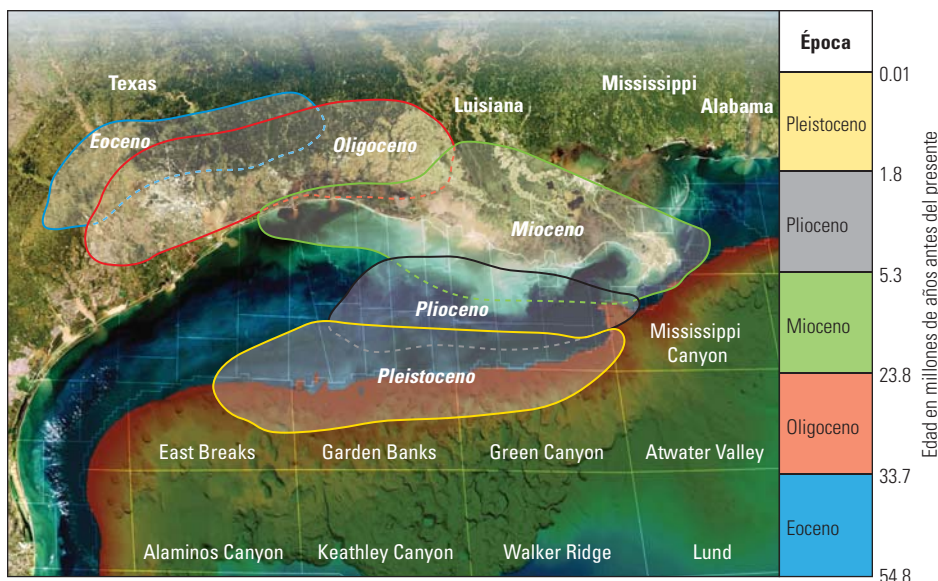
### El delta de talud se vuelve sobreempinado con la deposición continua



### Sedimentos del delta de talud depositados como un cono submarino de cuenca



^ Desplazamiento de las arenas hacia aguas más profundas. Cuando el río se encuentra con el océano, la velocidad del agua determina dónde depositará los sedimentos que transporta en suspensión. Los materiales más pesados—típicamente arenas de grano grueso a intermedio—se separan primero. Luego, a medida que la velocidad se reduce con la distancia a la costa, se depositan las arenas más finas y los limos, seguidos por las partículas muy finas que conforman las arcillas. Este tipo de progresión depositacional se observa en la formación de los deltas fluviales sobre las plataformas continentales (*vista en plano y sección transversal, extremo superior izquierdo*). No obstante, los niveles del agua ascienden y descienden—como resultado de la actividad glacial y de los ciclos de dispersión o colisión de las placas tectónicas—y esta variación produce un impacto sobre los procesos sedimentarios. Por consiguiente, durante los períodos de glaciación, el agua se inmoviliza formando mantos de hielo continental, lo que puede reducir drásticamente los niveles del mar. La regresión subsiguiente retira el agua de las líneas de costa y los deltas existentes hasta que alcanza un grado máximo de caída del nivel del mar, o estadio de bajo nivel del mar. Ante la exposición a las condiciones climáticas, estas líneas costeras y deltas se erosionan y revelan sucesivamente depósitos de arena, limo y arcilla cuando el mar retrocede. A medida que se erosionan, estos sedimentos son redepositados cuenca abajo—a mayor distancia de su fuente original—y algunos descansan temporalmente sobre la plataforma continental más empinada, lejos de la plataforma de inclinación más suave en la que fueron depositados originariamente (*extremo superior derecho*). Conforme continúa la deposición sobre el talud, estos depósitos de borde de plataforma, cargados de agua, se vuelven más empinados y más inestables (*extremo inferior izquierdo*). Tarde o temprano, el acaecimiento de un terremoto, una corriente de Loop (flujo cálido en el sentido de las agujas del reloj, que se extiende hacia el norte del Golfo de México y se une a la Corriente de Yucatán y a la Corriente de Florida) o un huracán importante puede disparar la liberación de estos sedimentos. Cuando retroceden, las corrientes de turbidez transportan los sedimentos hacia la planicie abisal, para ser depositados en conos submarinos de cuenca (*extremo inferior derecho*). En otros casos, bloques de fallas enteros pueden ser transportados echado abajo, intactos o con grados variables de traslación de masa. Con las condiciones glaciales o tectónicas cambiantes, el nivel del mar tarde o temprano avanzará sobre la tierra en lo que se conoce como transgresión. Durante este estadio de alto nivel del mar, puede formarse un nuevo delta en el lugar donde el río se une con el mar. (Utilizado con autorización de John R. Dribus.)



^ Depocentros migratorios. Los principales centros depositacionales de la porción norte de la Cuenca del Golfo de México exhiben cambios significativos con el tiempo, desplazándose gradualmente de oeste a este y extendiéndose en dirección hacia la cuenca de norte a sur. [Modificado de Seni SJ, Hentz TF, Kaiser WR y Wermund EG, Jr (ediciones): *Atlas of Northern Gulf of Mexico Gas and Oil Reservoirs*, vol 1: *Miocene and Older Reservoirs*. Austin: Oficina de Geología Económica, Universidad de Texas en Austin, 1997.]

gruesos depósitos de roca yacimiento clástica, resultantes de ese proceso, como objetivos de exploración, y los operadores de áreas marinas han anunciado la existencia de descubrimientos que contienen acumulaciones significativas de petróleo en zonas de los cinturones plegados Perdido y del Mississippi Canyon, así como por debajo del domo salino en las áreas prospectivas de los campos Jack, Kaskida y St. Malo.

Los depósitos de la Formación Wilcox Superior fueron sepultados por debajo de gruesas capas de lutitas marinas de aguas profundas durante el Eoceno Tardío. En el Oligoceno, otra afluencia de sedimentos clásticos fue aportada al oeste por una serie de deltas originados del levantamiento de la cadena montañosa de Sierra Madre. Los procesos erosivos subsiguientes generaron secuencias interestratificadas de sedimentos clásticos arcóscicos deltaicos, lutitas marinas y sedimentos volcánico-clásticos.

Para el Mioceno Temprano a Medio, los clásticos de aguas profundas que ingresaron en la Cuenca del Golfo de México provinieron cada vez con más frecuencia de la porción norte del sistema del Río Mississippi, mientras el levantamiento y la erosión de las Montañas Rocallosas continuaba y el aporte de los sedimentos de Sierra Madre comenzaba a declinar. Con la disminución de estos sistemas originados en el oeste, los depósitos clásticos del Golfo se volvieron más cuarzosos y menos arcóscicos, creándose así una roca yacimiento con menos arcilla y mejor potencial

prospectivo. En el Mioceno Medio, las turbiditas ricas en contenido de arena provenientes casi en su totalidad del sistema del Río Mississippi, formaron depósitos en manto en el fondo de la Cuenca del Golfo y, para el Mioceno Tardío, las contribuciones de los sistemas fluviales del oeste pasaron a ser insignificantes (arriba).

A lo largo de los ciclos depositacionales transgresivos y regresivos, que abarcan el Jurásico y el Mioceno, la estructura Louann Salt respondió a la tectónica de placas y a los procesos de carga clástica resultantes de los deltas y los abanicos turbidíticos que continúan hasta nuestros días. La carga depositacional ha tenido efectos profundos sobre la sal y el potencial para la existencia de áreas prospectivas viables a través de gran parte del Golfo de México.

#### La tectónica salina

Para comprender cómo se formaron las trampas de hidrocarburos por encima de los depósitos de sal, es importante contar con un conocimiento básico de la tectónica salina y cómo estas mismas trampas fueron cubiertas posteriormente por capas de sal de gran espesor ubicadas tectónicamente. Las capas de sal de gran espesor, si son sepultadas y deformadas, generan rasgos estratigráficos y estructurales de márgenes continentales que son completamente diferentes a los presentes en los márgenes que carecen de sal. Estos efectos tectónicos son producto de las propiedades distintivas de la sal.

La sal de roca pura se compone de sodio y cloruro, que forman un mineral conocido como halita. Otros minerales formados por la evaporación del agua de mar, tales como el yeso y la anhidrita, suelen estar interestratificados con halita, y toda la acumulación de minerales evaporíticos se conoce simplemente como "sal." A medida que estos minerales precipitan a partir de la salmuera, forman una roca cristalina.

Una de las propiedades más importantes de la sal de roca es que es mucho más débil que las rocas sedimentarias adyacentes, tales como la arenisca o la lutita. Su resistencia se reduce con la reducción del tamaño de los granos cristalinos y con el incremento de la temperatura, o cuando entre los granos de sal quedan películas delgadas de agua de mar original.<sup>17</sup> La rotura producida en la sal a menudo genera un flujo dúctil. Incluso a temperaturas y presiones ambiente, la sal puede fluir a una velocidad de algunos metros por año, según mediciones obtenidas en los glaciares salinos de Irán (próxima página, arriba).

La sal se distingue también por su baja densidad. El lodo y la arena recién depositados son menos densos que la sal. No obstante, estos sedimentos expulsan sus fluidos intersticiales y se compactan durante el sepultamiento, volviéndose finalmente más densos que la sal. Comparativamente, la sal se torna en consecuencia más flotante. En el Golfo de México, en general, la densidad promedio de una columna sedimentaria no excede la densidad de la sal hasta que el espesor de los estratos de sobrecarga alcanza 2 a 3 km [1 a 2 millas].<sup>18</sup> Otra propiedad importante de la sal es su permeabilidad; es tan baja, que la sal actúa como un sello para los líquidos y los gases, y de ese modo puede detener la migración de fluidos y entrapar hidrocarburos.

La sal es mecánicamente estable si se comprime en igual medida desde todos los lados durante el proceso de sepultamiento. No obstante, la baja viscosidad de la sal permite que ésta fluya bajo la acción de fuerzas o cargas desbalanceadas, lo cual ocurre en la naturaleza principalmente bajo dos condiciones. La carga gravitacional tiene lugar cuando los sedimentos suprayacentes varían de espesor o densidad lateralmente, haciendo que la sal infrayacente fluya lateralmente hacia el estrato de sobrecarga más delgado o menos denso. La carga por desplazamiento es la segunda forma de inestabilidad. Este tipo de carga es dominado por las fuerzas tectónicas y actúa habitualmente en sentido horizontal.<sup>19</sup> Si los sedimentos que bordean un cuerpo salino se apartan lateralmente, puede suceder que la sal se extienda y se hunda en el hueco resultante. Por el contrario, si esos sedimentos se aprisionan, cualquier cuerpo salino que se inter-





^ Sal alóctona que se extiende en forma subaérea. Kuh-e-Namak (que significa Montaña de Sal en idioma farsi o persa) es el diapiro salino más famoso de Irán. Este glaciar de sal (gris claro) emerge desde un anticlinal, cuya cima se eleva 1,400 m [4,593 pies] por sobre la planicie adyacente. Obsérvese el vehículo (encerrado en el círculo) en primer plano, para percibir la escala. Aquí, la sal Hormuz Infracámbrica se extiende sobre los estratos Jurásicos-Cretácicos mucho más modernos (tostado) que forman el anticlinal. El cuerpo principal de este glaciar salino avanza a una velocidad promedio de aproximadamente un metro por año. Una colisión entre las microplacas de Arabia e Irán creó las Montañas Zagros y mejoró el proceso de levantamiento y extrusión de la sal. (Fotografía, cortesía de Martin Jackson.)

ponga será comprimido, tendiendo a elevarse como la pasta de dientes que sale de un tubo.

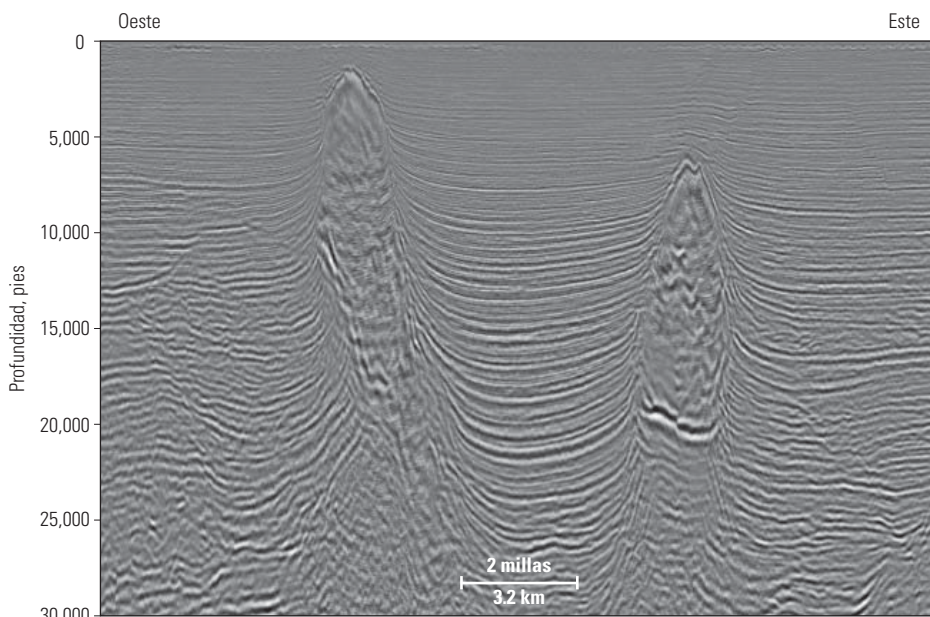
No obstante, aunque se impongan fuerzas desbalanceadas sobre la sal débil, puede suceder que ésta no se deforme. Dos fuerzas importantes resisten el flujo de la sal. La primera es la resistencia de las capas de sedimentos suprayacentes. Para que la sal se eleve, debe penetrar o levantar

los sedimentos que la suprayacen. Si los sedimentos suprayacentes poseen un espesor suficiente, serán demasiado pesados para ser levantados y demasiado resistentes para ser penetrados por la sal a pesar de su flotabilidad. La segunda es el arrastre de los bordes, causado por la fricción contra el tope y la base de la capa de sal. Donde una capa de sal alimenta a una estructura salina cer-

cana, en proceso de crecimiento, es exponencialmente más difícil que esta capa de carga fluya lateralmente a medida que la fuente de la sal se agota y la capa se vuelve más delgada.

La sal es depositada originalmente en forma de estratos planos. Las fuerzas descritas anteriormente transforman estos estratos en cadenas montañosas subterráneas de sal—de algunos cientos de kilómetros de largo—que pueden alcanzar una altura mayor que la de las montañas más grandes del mundo.<sup>20</sup> Debido a que en un principio se creía que dichas masas salinas atravesaban los sedimentos suprayacentes, se las denominan diapiros, del Griego *diapirein*, que significa penetrar.

Los diapiros son, sin lugar a dudas, los más altos y espectaculares cuerpos salinos (izquierda). Las capas horizontales de sal pueden transformarse en diapiros montañosos subterráneos de



^ Elevación desde las profundidades. Esta representación símica muestra dos diapiros salinos por debajo de la Plataforma Continental, en el área marina de Luisiana. El diapiro de la izquierda, que se extiende hasta aproximadamente 366 m [1,200 pies] del fondo marino, exhibe un relieve vertical de más de 5,486 m [18,000 pies]. El adelgazamiento y el enderezamiento de los sedimentos contra los flancos salinos indican las diferentes fases de la historia de penetración de la sal.

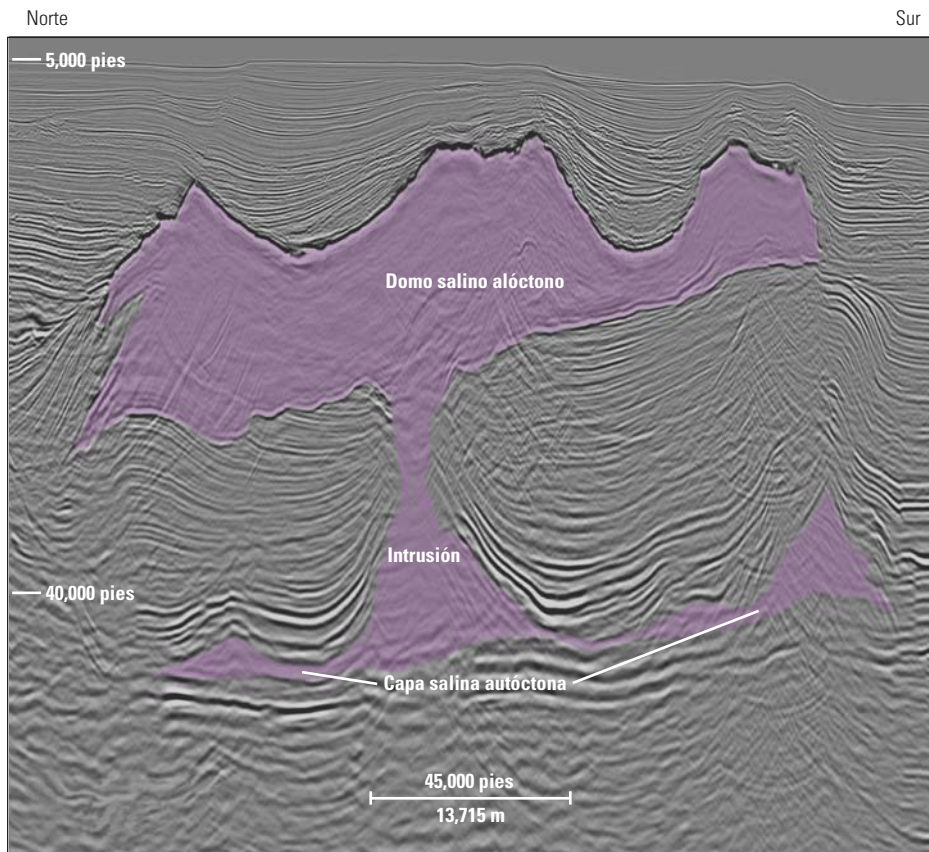
17. La granulometría es una función del ambiente químico sedimentario pero puede modificarse a través de la deformación.

18. Hudec MR, Jackson MPA y Schultz-Ela DD: "The Paradox of Minibasin Subsidence into Salt: Clues to the Evolution of Crustal Basins," *Geological Society of America Bulletin* (en prensa).

19. En las aguas estadounidenses de la porción norte del Golfo de México, todas estas fuerzas son impuestas por la gravedad. En la porción sur, intervienen tanto la fuerza de gravedad como la fuerza de la tectónica de placas.

20. Gran parte de la montaña más grande del mundo yace en realidad debajo del Océano Pacífico. Mauna Kea, una de las cinco masas volcánicas que forman la isla de Hawái, en EUA, se levanta desde las profundidades del Océano Pacífico hasta una altura de 10,203 m [33,476 pies]. Dado que sólo unos 4,205 m [13,796 pies] se encuentran por encima del nivel del mar, comúnmente figura en primer puesto el Monte Everest, cuya altura es de 8,848 m [29,028 pies].





^ Evolución de las estructuras salinas. Un domo salino alóctono de gran espesor se extiende lateralmente por debajo del Talud Continental, frente a Luisiana. Esta capa ha sido cargada por dos intrusiones que se elevan desde una capa infrayacente de sal autóctona que, a su vez, ha sido prácticamente agotada como resultado del retiro de la sal. La imagen de la base de una intrusión se observa claramente en el centro de la capa autóctona. A la derecha de esta estructura, la segunda intrusión se encuentra acunada en su mayor parte.

tres maneras. Primero, donde una cuenca sedimentaria se extiende, los diapiros *reactivos* pueden levantarse para crear fosas con crestas abruptas por debajo de estratos cuyo espesor se ha reducido como resultado de la presencia de fallas de extensión. En segundo lugar, los diapiros *activos* pueden fracturarse a través de pliegues de tipo anticlinal cuyas crestas han reducido su espesor como resultado de la erosión, especialmente en áreas en las que la compresión tectónica ha presionado la sal. En tercer lugar, pueden desa-

rollarse diapiros *pasivos* como “islas” de sal, expuestas en la superficie terrestre o en el fondo marino, mientras la base del diapiro y los sedimentos adyacentes se hunden a medida que se rellena la cuenca sedimentaria.

Donde la capa generadora de sal original posee un espesor suficiente, las crestas de los diapiros más grandes pueden comenzar a extenderse lateralmente en el fondo marino o por debajo de éste, formando un manto salino somero. Se dice que la capa generadora de sal es autóctona, o for-

mada en el lugar (*izquierda*). La sal autóctona suprayace a las rocas más antiguas y, a su vez, sobre ella descansan estratos más modernos. Por el contrario, se dice que los mantos salinos más someros que se extienden desde el diapiro son alóctonos, o formados fuera del lugar y lejos de su capa generadora original. Los mantos salinos alóctonos suprayacen a los estratos más modernos. De este modo, mientras la estructura Louann Salts, de carácter autóctono, se remonta al período Jurásico, hace aproximadamente 160 millones de años, los mantos someros de sal alóctona provenientes de Louann Salt pueden suprayacer estratos de tan sólo 1 millón de años de edad.

Esos procesos fundamentales de la tectónica salina se combinan para crear márgenes continentales de gran complejidad, y no existe ningún margen divergente más complejo que el Golfo de México. Una forma de comprender mejor este margen consiste en dividir la región en provincias, cada una de las cuales posee una estructura dominante o una historia geológica distintiva. Este enfoque se ha refinado más con las mejoras introducidas en los métodos de adquisición y procesamiento de datos sísmicos que permiten una mejor visualización de las geometrías de la sal profunda.

Los geocientíficos investigaron inicialmente esta región utilizando datos de pozos vinculados mediante una cuadrícula de levantamientos sísmicos 2D. No obstante, las imágenes obtenidas de las regiones subsalinas tendían a ser pobres, de manera que las provincias estructurales se basaban en su mayor parte en el mapeo de las estructuras salinas someras.<sup>21</sup> La introducción de la cobertura sísmica 3D general en la década de 1990, permitió a los geocientíficos comenzar a definir las provincias estructurales sobre la base de las estructuras salinas autóctonas profundas y las estructuras relacionadas.<sup>22</sup> Estos refinamientos ayudaron a conformar el siguiente resumen de procesos y eventos clave, aproximadamente en orden cronológico, que muestra cómo la tectónica salina incidió en la evolución de la Cuenca del Golfo.

Los datos sísmicos indican que el espesor de la estructura Louann Salt variaba de casi cero a probablemente 4 km [2.5 millas], ya que se encontraba acumulada sobre una superficie que los procesos de formación de fallas, erosión y vulcanismo habían hecho irregular. Este espesor macizo de sal fue el resultado de innumerables ciclos de afluencia de agua marina y evaporación. Muchas de las estructuras corticales que controlan el espesor original de la sal están orientadas a lo largo de una tendencia noroeste-sudeste. Conectadas verticalmente por la sal, estas estructuras profundas parecen haber incidido en las estruc-

21. Diegel FA, Karlo JF, Schuster DC, Shoup RC y Tauvers PR: “Cenozoic Structural Evolution and Tectono-Stratigraphic Framework of the Northern Gulf Coast Continental Margin,” en Jackson MPA, Roberts DG y Snelson S (ediciones): *Salt Tectonics: A Global Perspective: AAPG Memoir 65*. Tulsa: AAPG (1995): 109–151.

Peel FJ, Travis CJ y Hossack JR: “Genetic Structural Provinces and Salt Tectonics of the Cenozoic Offshore U.S. Gulf of Mexico: A Preliminary Analysis,” en Jackson MPA, Roberts DG y Snelson S (ediciones): *Salt Tectonics: A Global Perspective: AAPG Memoir 65*. Tulsa: AAPG (1995): 153–175.

22. Hall SH: “The Role of Autochthonous Salt Inflation and Deflation in the Northern Gulf of Mexico,” *Marine and Petroleum Geology* 19, no. 6 (Junio de 2002): 649–682.

23. Peel F: “Emplacement, Inflation, and Folding of an Extensive Allochthonous Salt Sheet in the Late Mesozoic (Ultra-Deepwater Gulf of Mexico),” presentado en la Convención Anual de la AAPG, Denver, 3 al 6 de junio de 2001.

24. Peel FJ: “The Geometry and Emplacement History of the Major Allochthonous Salt Sheets in the Central US Gulf of Mexico Slope: A Regional Review,” presentado en la Reunión de la Asociación de Sociedades Geológicas de la Costa del Golfo, Austin, 30 de octubre al 1º de noviembre de 2002.

25. Galloway WE, Ganey-Curry PE, Li X y Boffler RT: “Cenozoic Depositional History of the Gulf of Mexico Basin,” *AAPG Bulletin* 84, no. 11 (Noviembre de 2000): 1743–1774.

turas mucho más someras, haciendo que su tendencia adoptara una dirección similar.

Los fenómenos de extensión cortical y *rifting* del centro de la cuenca separaron la Cuenca Louann Salt en una porción septentrional (EUA) y otra austral (México). Este episodio fue seguido por el enfriamiento de la corteza oceánica recién formada y exhumó el manto superior en el centro del Golfo en proceso de apertura, lo cual creó un incremento de la densidad que produjo el hundimiento del fondo de la cuenca. La inclinación resultante, en dirección a la cuenca, hizo que la sal separada fluyera hacia la porción central del Golfo. Al mismo tiempo, los sedimentos comenzaron a apilarse sobre la nueva corteza oceánica, por delante de la sal en expansión. Como resultado de esta sedimentación, la base de la sal en expansión trepó sobre los estratos acumulados, formando una cuña de sal autóctona que trepó en dirección hacia el mar, durante el Jurásico y el Cretácico Temprano.<sup>23</sup> La cuña formó una franja de sal de al menos 30 a 40 km [19 a 25 millas] de ancho por debajo del Escarpe de Sigsbee, entre las áreas del Mississippi Canyon y el Keathley Canyon, marcando el primero de una serie de emplazamientos de mantos salinos en el Golfo de México.

Durante el período que abarca desde el Jurásico Tardío hasta el Mioceno, comenzó el plegamiento de los estratos por encima de la sal, en el área de Walker Ridge, a lo largo del margen este del Escarpe de Sigsbee. Este plegamiento fue en parte el resultado del proceso de carga causado por la sedimentación clástica irregular producida a partir de los sistemas deltaicos, que obligaron a que la sal fluyera desde los depocentros de gran espesor hacia las áreas situadas por debajo de las capas de sedimentos de menor espesor. Además, la compresión lateral inducida por la inclinación de los estratos hizo que el estrato de sobrecarga salino se flexionara.

Algunas áreas, tales como la porción este del Mississippi Canyon, que originalmente contenían capas delgadas de sal autóctona, generaron sólo algunos diapiros esparcidos de gran altura. No obstante, en otros lugares, tales como en las áreas del Green Canyon y el Atwater Valley, el escaso espesor de los depósitos de sal fue aumentado subsiguientemente por el proceso de inflación salina que comenzó en el Jurásico Tardío. La inflación se produjo cuando los sedimentos aportados desde el continente norteamericano fueron depositados en la cuenca salina de gran espesor y desplazaron la sal autóctona infrayacente por delante de la carga sedimentaria en avance. La sal desplazada fluyó en sentido horizontal hacia las regiones periféricas, donde se habían depositado capas de sal más delgadas. A medida que la sal desplazada incre-

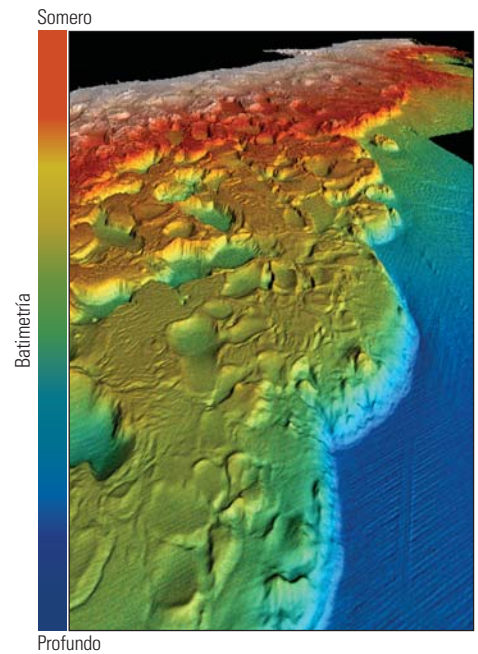
mentaba estos depósitos en la periferia, el proceso de inflación de la sal posibilitaba el desarrollo de diapiros y pliegues mucho más grandes de lo que habría sido posible de otro modo.

Durante el Cenozoico, los procesos de plegamiento y corrimiento comenzaron concretamente en el Talud Continental Inferior. Este plegamiento fue generado por la compresión inducida por gravedad y causada por la pendiente del fondo marino en dirección hacia la cuenca. El cinturón plegado Perdido, en el área del Alaminos Canyon, se desarrolló sobre un colchón de sal autóctona de gran espesor en el Oligoceno Tardío y el Mioceno Temprano. Hacia el este, durante el Mioceno Tardío, se formó el cinturón plegado del Abanico del Mississippi sobre la cuña profunda de la sal autóctona en el área del Atwater Valley. A través de una vasta área comprendida entre estos cinturones plegados, que se extendían desde el Keathley Canyon hasta la estructura Walker Ridge oeste, no se ha reconocido la presencia de cinturones plegados profundos porque se encuentran ubicados por debajo de la parte más profunda de la cuenca, donde las imágenes provenientes de los levantamientos sísmicos son pobres.

Coincidentemente con este plegamiento tuvo lugar el proceso más notable de todos. Desde el Mioceno hasta la actualidad, vastos mantos salinos se expandían lateralmente como pasta de panqueque cada vez que los aportes de sal provenientes de las profundidades eran suficientes para alimentar su expansión. Estos mantos se fusionaron luego para formar domos salinos someros. Algunos mantos salinos someros recibieron el aporte de los diapiros salinos macizos generados a partir de la capa autóctona profunda infrayacente. Otros mantos recibieron el aporte de los domos autóctonos suprayacentes y, sin embargo, ubicados a profundidad.

Esta expansión masiva de la sal fue altamente variable. En el área oriental del Mississippi Canyon, donde la sal autóctona era de poco espesor, sólo se formaron mantos salinos pequeños y dispersos. Hacia el oeste, en el área Green Canyon, donde la sal profunda era de mayor espesor, la mayoría de los diapiros se fusionaron para formar domos. Aún más hacia el oeste, desde la estructura Walker Ridge hasta el área del Alaminos Canyon, donde la sal autóctona alcanzó el espesor máximo, las paredes diapíricas macizas de la sal cargaron un domo gigante que se expandió hacia el sur, a lo largo de varias decenas de kilómetros.<sup>24</sup>

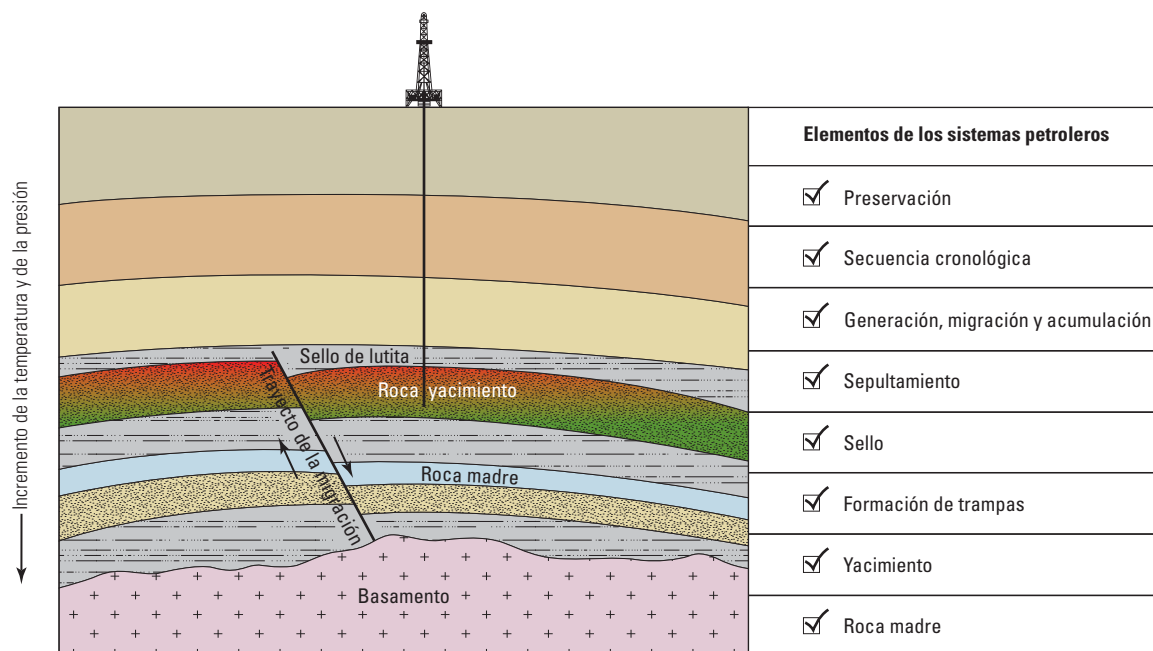
La sal autóctona se expandió a través de todo el Cenozoico, y su alcance lateral se incrementó con el tiempo. El impulsor principal para el fenómeno de expansión de los domos del Neógeno fue un cambio producido en las fuentes de sedimentos



^ Sal Sigsbee. Esta imagen batimétrica del domo salino de Sigsbee en el área marina de Brownsville, en Texas, está proyectada mirando al este, hacia Nueva Orleans. El límite, pendiente abajo, de este domo salino se conoce como Escarpe de Sigsbee. Esta sal autóctona y su techo sedimentario delgado están avanzando hacia el sur por medio de las fallas de cabalgamiento existentes en la base del escarpe. La superficie superior del domo se encuentra salpicada con minicuevas que se hunden en la sal. [Cortesía del Dr. Lincoln Pratson, Universidad de Duke, en Pratson LF y Haxby WF: "What Is the Slope of the U.S. Continental Slope?" *Geology* 24, no.1 (Enero de 1996): 3-6.]

continentales durante el Mioceno Medio, que se desplazaron desde el oeste y el noroeste hacia el margen norte del Golfo.<sup>25</sup> Este cambio incrementó la carga sedimentaria en las áreas en las que la sal autóctona seguía siendo de gran espesor. Cuando los mantos salinos someros se deslizaron hacia el sur, empujaron y recubrieron los mantos salinos más pequeños ubicados por delante o bien traslaparon los diapiros pequeños que recibieron el aporte local de la sal autóctona de escaso espesor.

Las claves para comprender cómo se expandieron los domos salinos se encuentran en el Escarpe de Sigsbee, donde una película de sedimentos del Pleistoceno cubre el borde de avance de la sal somera en expansión (arriba). El Escarpe de Sigsbee es la estructura de deformación más grande que afecta el fondo marino en el Golfo de México y la estructura salina expuesta más vasta del mundo. El escarpe alcanza una altura de casi 1,250 m [4,100 pies]. Posee una longitud de círculo máximo de unos 560 km [350 millas] y una longitud sinuosa y sepultada de más de 1,000 km [620 millas].



^ Sistema petrolero. Para evaluar la viabilidad de un sistema petrolero, los geocientíficos deben determinar si existen todos los elementos críticos, tales como roca madre, ruta de migración, roca yacimiento, trampa y sello. Estos elementos deben ser considerados en función de la secuencia cronológica de los procesos claves, incluyendo la generación de hidrocarburos y su expulsión, migración, acumulación y preservación.

Los domos salinos continúan avanzando en nuestros días a lo largo de aproximadamente 60% del escarpe, ocultando gradualmente gran parte de la geología subsalina.

Inicialmente, los mantos salinos se derraman a través del fondo marino como glaciares salinos, y buena parte de la sal soluble se disuelve en el agua de mar. No obstante, la sal en expansión es protegida parcialmente por la arcilla marina profunda que se ha asentado como una película limosa. Por otro lado, a medida que se disuelven los minerales más solubles de la sal, queda una capa blanda de minerales menos solubles como cubierta de protección que aumenta de espesor. Hoy, los sedimentos sepultan casi todo el Escarpe de Sigsbee, obstaculizando la extrusión de la sal. Por ende, la sal y su techo deben avanzar juntos sobre la planicie abisal, produciendo el fenómeno de corrimiento a lo largo de la base del escarpe. Los sedimentos comprimidos, que se encuentran por delante de la sal en avance, se fracturan en forma neta como una sola falla de cabalgamiento, o bien son demolidos formando un prisma ahusado de superficies de cabalgamiento.

Los mantos salinos más modernos se encuentran ahora en su forma primitiva a lo largo del Escarpe de Sigsbee, al pie del Talud Continental. Avanzando hacia tierra por el Talud, los sedimentos que actúan como cobertura aumentan de espesor.

Esta carga sedimentaria creciente, que se impone sobre los mantos, hace que la sal que se encuentra en su interior sea expulsada inexorablemente hacia el mar.

La sedimentación es significativamente irregular y crea típicamente minicuecas en la parte superior de la superficie de la sal. Algunas minicuecas comienzan como meras lentillas, en la parte superior de los mantos salinos, y luego se profundizan formando cubetas rellenas de sedimentos de 10 a 40 km [6 a 25 millas] de ancho. Una vez que el espesor de las minicuecas supera 1 o 2 millas, su densidad compactada es suficiente para producir su hundimiento, haciendo que la sal diapírica fluya a su alrededor. Otras minicuecas se forman de manera totalmente diferente.

En el Talud inferior, el proceso de compresión inducido por gravedad pliega la película sedimentaria e inicia la formación de las minicuecas. En el Talud intermedio, se han propuesto muchos otros mecanismos.<sup>26</sup> El esquema de sedimentación controla dónde es mayor la subsidencia y de ese modo moldea el tope de los domos salinos. Este relieve estructural, a su vez, crea la batimetría local, que constituye la principal influencia con respecto a dónde se desplaza y dónde se acumula el sedimento. Aquí, causa y efecto se confunden porque la tectónica salina y la sedimentación se afectan mutuamente.

El sedimento se abre camino hacia abajo, por el Talud Continental, siguiendo un trayecto sinuoso creado por las minicuecas parcialmente fusionadas, a la vez que evita las flexiones presentes sobre las estructuras salinas. Algunos trayectos terminan en *cul-de-sacs* temporarios o permanentes, donde el sedimento es entrampado en minicuecas. Las minicuecas continúan hundiéndose hasta que toda la sal infrayacente es expulsada lateralmente. En este momento, se forma una estructura salina amalgamada cuando los sedimentos, que antes se encontraban por encima y por debajo de la sal, se agrupan durante su expulsión. Como una embarcación que encalla por la bajamar, una minicuenca descansa sobre el sedimento inflexible en lugar de hacerlo sobre la sal móvil desplazada.

Los esquemas de subsidencia de minicuecas, adelgazamiento y aglutinamiento de las estructuras salinas son complejos; sin embargo, en general, se consideran como combinaciones de tres miembros extremos: los sistemas de domos salinos, los sistemas *roho* (término acuñado aproximadamente en 1970, por un geofísico en Shell Oil Co.) y los sistemas contra-regionales escalonados.

- Los sistemas de domos salinos se caracterizan por la presencia de grupos evacuados de diapíros salinos en forma de embudo que se han fusionado.



- Los sistemas *roho* se caracterizan por la presencia de sedimentos estirados que se extienden sobre largas manchas de sal autóctona aglutinada. Un sistema *roho* está compuesto por un grupo de fallas de crecimiento listricas, que se inclinan hacia la base de la cuenca y sobre un manto o estructura salina aglutinada de carácter autóctono. (Las fallas listricas son fallas directas (normales) curvas que exhiben un echado decreciente con la profundidad). Las cuñas sedimentarias en los bloques de fallas inclinan y aumentan de espesor en dirección hacia la tierra pero se vuelven más modernas en dirección hacia el mar.
- Los sistemas contra-regionales escalonados se distinguen por la presencia de sedimentos de hundimiento sobre mantos salinos autóctonos cortos y aglutinados. Un sistema contra-regional escalonado está compuesto por una “falla” de crecimiento listrica primaria, que inclina hacia la tierra, o un diapiro salino inclinado. Esta falla es en realidad una estructura salina aglutinada que inclina hacia la tierra y grada, hacia abajo, a una estructura salina aglutinada plana, y, aún a mayor profundidad, a otra estructura salina aglutinada que inclina hacia la tierra y se arraiga en la capa madre plana. Las cuñas sedimentarias inclinan y aumentan de espesor hacia el mar.

En estas formas variadas, los mantos salinos de gran espesor pueden convertirse en una red tridimensional de cuerpos salinos irregulares parcialmente conectados por manchas delgadas de sal y asociaciones de fallas.

### El sistema petrolero

Los análisis previos sobre la tectónica y la deposición ayudan a identificar los elementos clave requeridos para la creación y la acumulación de hidrocarburos. Estos elementos, reconocidos hace mucho tiempo por la industria del petróleo y el gas, han sido codificados para conformar un solo concepto, conocido como sistema petrolero ([página anterior](#)). Un sistema petrolero efectivo comprende los siguientes elementos:

- la roca madre (roca generadora) que contiene materia orgánica de calidad y cantidad suficientes para la generación de hidrocarburos

- la envolvente de temperatura y presión (lograda a través del sepultamiento) adecuada para convertir la materia orgánica en hidrocarburos
- el proceso y el trayecto de migración de los hidrocarburos
- la roca yacimiento con porosidad suficiente para acumular y almacenar hidrocarburos y con permeabilidad suficiente como para producir finalmente los hidrocarburos
- la trampa y el sello para detener el proceso de migración y proveer contención dentro del yacimiento
- la secuencia cronológica que asegure que la formación y la migración de los hidrocarburos se produzca mientras estén presentes la trampa y el sello para retener los hidrocarburos a medida que migran a través del sistema
- la preservación para evitar la destrucción a través de la erosión, la tectónica o la temperatura.

La ausencia de cualquiera de estos elementos condenará la viabilidad de un área prospectiva. Hasta mediados de la década de 1980, la búsqueda de yacimientos, trampas y sellos en la Cuenca del Golfo de México se centró en los estratos que yacían por encima del domo salino. Si bien con cada descubrimiento realizado por encima de la sal se había confirmado la presencia de un sistema petrolero efectivo, no existía ninguna evidencia que indicara que por debajo de la sal se dieran las condiciones requeridas.

Este modo de pensar fue desafiado en 1983, cuando Placid Oil Company perforó un pozo a través de dos mantos salinos delgados, antes de verse obligada a taponarlo y abandonarlo en el tercer cuerpo salino que encontró.<sup>26</sup> Si bien el pozo penetró sólo 90 m [295 pies] de sedimento subsalino, sin ninguna indicación de la presencia de zona productiva, atravesó completamente dos mantos; más que diapiros. Esto despertó el interés de otros operadores que ayudaron a crear el marco para la ejecución de operaciones adicionales de perforación por debajo de la sal. Luego, en 1986, Diamond Shamrock penetró 302 m [990 pies] de sal antes de ingresar en una sección arenosa de calidad yacimiento de 305 m [1,000 pies]. Si bien no se encontraron hidrocarburos en este pozo del Bloque 200 de South Marsh Island, los resultados de la perforación confirmaron que por debajo de la sal podía encontrarse una arenisca de porosidad y permeabilidad suficientes. Cuatro años más tarde, Exxon hizo un descubrimiento comercial en un tirante de agua de 1,326 m [4,350 pies] de profundidad en su área prospectiva Mica, en el Bloque 211 del Mississippi Canyon. Exxon perforó este pozo de aguas profundas a través de 1,021 m [3,300 pies] de sal

antes de descubrir un yacimiento respecto del cual se estimaba que contenía entre 100 y 200 millones de bbl [15.9 y 31.8 millones de m<sup>3</sup>] de petróleo equivalente; demostrando que realmente podía existir un sistema petrolero efectivo por debajo de la sal.<sup>28</sup>

Hoy, las compañías de E&P poseen un conocimiento mucho más amplio de la región subsalina, gracias en gran medida a los datos y la experiencia obtenidos a través de las operaciones de perforación en aguas profundas y por debajo de la sal, además del mejoramiento de las técnicas de adquisición, procesamiento y generación de imágenes sísmicas.<sup>29</sup> Ya no existen dudas acerca del hecho de que todos los elementos del sistema petrolero pueden encontrarse por encima y por debajo de la sal. A través de la exploración de la región subsalina, las compañías de E&P están aprendiendo cómo la sal afecta la estructura y la deposición, y cómo las interacciones entre la sal y los estratos de sobrecarga incidieron en el desarrollo de los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo de México.

Los geocientíficos han llegado a comprender que, a medida que la cuenca evolucionaba y continuaba hundiéndose, el sepultamiento y el calentamiento subsiguiente de las rocas madre ricas en materia orgánica de edad Jurásico—y quizás Cretácico—crearon un sistema excelente para la generación de hidrocarburos. La deformación de la estructura autóctona Louann Salt, en el fondo de la cuenca, por debajo de las rocas madre, y la deformación subsiguiente de la sal que formó estructuras de tipo colchón, diapiros y cuerpos salinos autóctonos, generó numerosas trampas estructurales. Las fallas formadas durante la extensión de la sal y los sedimentos suprayacentes, en muchos casos constituirían conductos para la migración de hidrocarburos hacia las rocas yacimiento potenciales ubicadas por encima. En otros casos, el fallamiento yuxtapuso las arenas permeables contra las lutitas impermeables para crear trampas y sellos. Los sedimentos deltaicos y clásticos turbidíticos de gran espesor crearon rocas yacimiento potenciales de calidad variable durante todo el Terciario; desde areniscas cuarzosas de alta permeabilidad y alta porosidad en las rocas más modernas, hasta areniscas arcóscas menos permeables en las rocas más antiguas. Los estudios de la historia de la cuenca indicaron además la secuencia cronológica favorable de expulsión de fluidos y migración de hidrocarburos. Por consiguiente, el *play* subsalino del norte del Golfo de México parece poseer todos los elementos necesarios para la existencia de un sistema petrolero efectivo.

26. Hudec et al, referencia 18.

27. Moore DC y Brooks RO: “The Evolving Exploration of the Subsalt Play in the Offshore Gulf of Mexico,” *Transcripciones*, Asociación de Sociedades Geológicas de la Costa del Golfo 45 (1995): 7–12.

28. DeLuca M: “Forty-Six Wells Designated Subsalt in the Gulf of Mexico,” *Offshore Magazine* 59, no. 1 (Enero de 1999): 50, 52, 145.

29. Camaro Alfaro J, Corcoran C, Davies K, González Pineda F, Hampson G, Hill D, Howard M, Kapoor J, Moldoveanu N y Kragh E: “Reducción del riesgo exploratorio,” *Oilfield Review* 19, no. 1 (Verano de 2007): 26–43.

### Pozos notables del *play* subsalino

Área de prolongación	Número de bloque	Profundidad total		Tirante de agua		Año de perforación	Nombre del campo	Observaciones
		pies	metros	pies	metros			
Ship Shoal	366	8,203	2,500	453	138	1983	—	Pozo seco. Apuntó a un indicador directo de presencia de hidrocarburos (DHI) como objetivo; penetró la sal.
South Marsh Island	200	13,500	4,115	475	145	1986	—	Pozo seco. El objetivo DHI resultó ser sal; no obstante, por debajo del mismo yacían 305 m [1,000 pies] de arena húmeda de calidad yacimiento.
Mississippi Canyon	211	12,763	3,890	4,356	1,328	1990	Mica	Primera muestra significativa de hidrocarburos en cinco zonas productivas delgadas, ubicadas debajo de la sal.
Ship Shoal	349	16,563	5,048	372	113	1993	Mahogany	Puesto en producción antes que Mica. Se convirtió en el primer desarrollo comercial del <i>play</i> subsalino del Golfo de México.
Garden Banks	128	18,454	5,625	705	215	1994	Enchilada	Descubrimiento de estructura salina amalgamada.
Garden Banks	127	14,730	4,490	630	192	1995	Chimichanga	Segundo descubrimiento subsalino comercial; se perforaron 396 m [1,300 pies] de sal. En las pruebas produjo 2,100 bbl/d [334 m³/d] de petróleo y 20 MMpc/d [566,337 m³/d] de gas.
Mississippi Canyon	292	17,976	5,479	3,405	1,038	1995	Gemini	Tercer descubrimiento comercial del <i>play</i> , en las arenas del Plioceno-Mioceno.
Green Canyon	699	19,525	5,951	6,133	1,869	1998	Atlantis	Instalación flotante amarrada de producción de petróleo y gas más profunda del mundo y además una de las más grandes.
Grand Isle	116	21,600	6,584	323	98	1998	Hickory	Penetró 2,438 m [8,000 pies] de sal.
Eugene Island	346	11,833	3,607	314	96	1998	Tanzanite	En las pruebas el primer pozo produjo 1,917 bbl/d [305 m³/d] de petróleo y 29.7 MMpc/d [841,100 m³/d] de gas, uno de los regímenes de producción más altos del área de aguas someras del Golfo de México.
Mississippi Canyon	778	23,531	7,172	6,050	1,844	1999	Thunder Horse	El campo más grande del Golfo de México.
Garden Banks	783	16,867	5,141	4,668	1,423	1999	Magnolia	Plataforma de cables tensados (TLP) instalada a un tirante de agua (profundidad del lecho marino) récord para las plataformas TLP.
Green Canyon	562	25,624	7,810	3,979	1,213	1999	K2	Penetró 3,048 m [10,000 pies] de un domo salino de la tendencia de plegamiento de edad Mioceno.
Green Canyon	782	22,826	6,957	4,420	1,347	2001	Mad Dog	91 m [300 pies] de zona productiva neta descubierta en el cinturón plegado del abanico del Mississippi.
Garden Banks	877	23,500	7,163	5,300	1,615	2001	Redhawk	Produjo desde la primera instalación con una pértiga armada ( <i>truss spar</i> ) del mundo.
Green Canyon	640	26,804	8,170	4,017	1,224	2002	Tahiti	Trampa de edad Mioceno Medio debajo de un domo salino de 3,353 m [11,000 pies].
Walker Ridge	678	29,066	8,859	7,036	2,145	2003	St. Malo	Primer pozo subsalino de la tendencia Wilcox que penetró 3,048 m [10,000 pies] del domo salino de Sigsbee, con 137 m [450 pies] de zona productiva neta.
Walker Ridge	759	28,175	8,588	6,850	2,088	2004	Jack	Prueba de Wilcox: la prueba de formación extendida efectuada a través de la columna de perforación (DST) colocada a mayor profundidad en la historia de aguas profundas del Golfo de México.
Keathley Canyon	292	32,500	9,906	5,860	1,786	2006	Kaskida	Primer pozo exploratorio subsalino del área de Wilcox perforado dentro del Escarpe de Sigsbee, en la frontera norte de las áreas prospectivas de Wilcox. Encontró 244 m [800 pies] de zona productiva neta.
Green Canyon	726	25,680	7,827	4,700	1,433	2007	West Tonga	Descubrió 107 m [350 pies] de espesor neto en tres arenas petrolíferas del Mioceno.

^ Pozos subsalinos. Los pozos destacados que se perforaron por debajo de la sal autóctona muestran un rango de tirantes de agua y objetivos. (Compilado a partir de comunicados de prensa y del Servicio de Administración de Minerales del Departamento del Interior de EUA, referencia 31.)

### La revolución en el Golfo

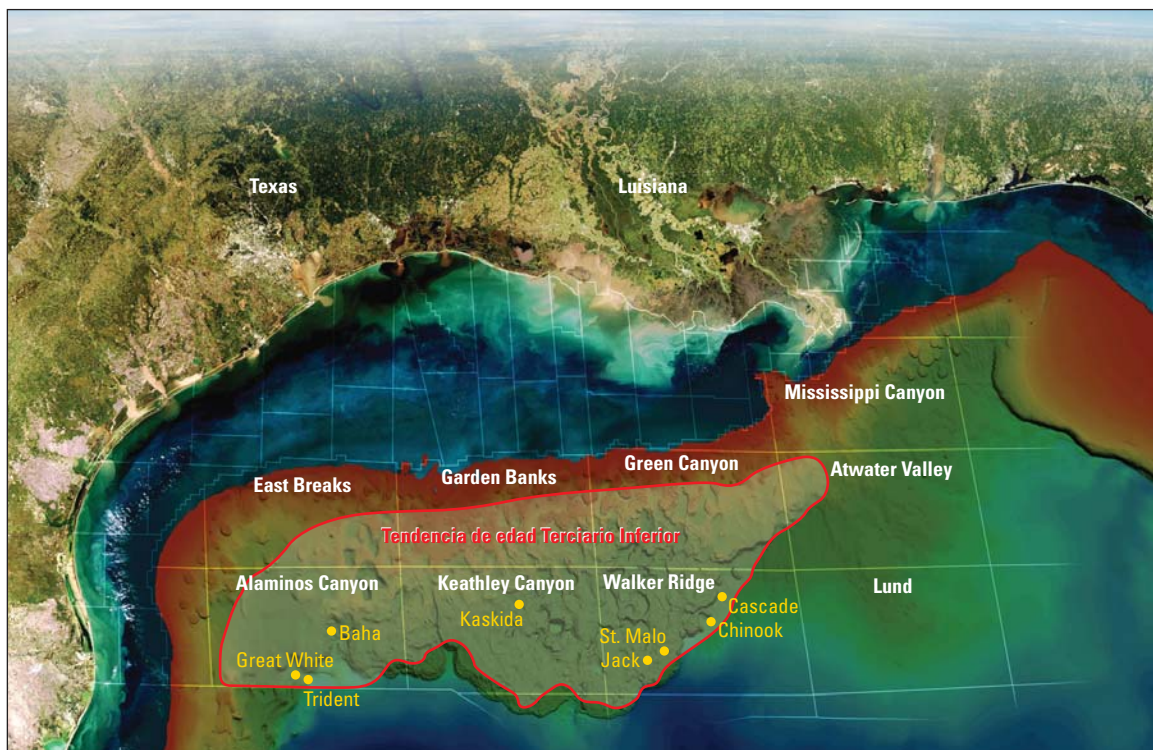
Durante los primeros 40 años de perforación en el Golfo de México, no era inusual que los perforadores no alcanzaran la profundidad prevista una vez que encontraban sal. Estos encuentros eran impredecibles; la cobertura sísmica a menudo era escasa, y no era inusual que se perforaran pozos exploratorios exclusivamente sobre la base de unas pocas líneas de datos sísmicos 2D. Por otro lado, la cobertura insuficiente y las técnicas de procesamiento iniciales a veces llevaban a los operadores a apuntar como objetivos a estructuras sísmicas o anomalías sísmicas (puntos brillantes),

conocidas como indicadores directos de presencia de hidrocarburos (DHI). No obstante, estos objetivos sísmicos a veces resultaban corresponder al tope de la sal. Habiendo perforado hasta la profundidad prevista sin encontrar ninguna zona productiva, salvo su propia barrena en la sal, la mayoría de los operadores se resistían a continuar la perforación.

Un supuesto objetivo DHI ayudó a iniciar la tendencia subsalina en la porción norte del Golfo de México. El Pozo No. 2 de Placid Oil Company, situado en el Bloque 366 de Ship Shoal, fue

perforado hasta un objetivo DHI que en cambio encontró tres cuerpos salinos antes de ser taponado y abandonado.<sup>30</sup> Muchos otros pozos subsalinos perforados en las décadas de 1980 y 1990, también encontraron sal mientras buscaban indicadores DHI.

En los 20 años posteriores a la perforación del pozo seco de Ship Shoal, se perforaron más de 140 pozos subsalinos en el Golfo de México.<sup>31</sup> Si bien algunos no fueron comerciales, muchos se destacaron en su momento por extender la tendencia y establecer récords ([arriba](#)).



▲ La tendencia del Terciario Inferior. En busca de los objetivos del Terciario Inferior, los operadores se han desplazado más lejos de la Plataforma Continental, hacia aguas sustancialmente más profundas. (Modificado de Richardson GE, Nixon LD, Bohannon CM, Kazanis EG, Montgomery TM y Gravois MP: "Deepwater Gulf of Mexico 2008: America's Offshore Energy Future, OCS Report MMS 2008-013." Nueva Orleans: Servicio de Administración de Minerales del Departamento del Interior de EUA, Región OCS de Golfo de México, 2008.)

De estos pozos, sólo 50 fueron perforados en las aguas relativamente someras de la Plataforma Continental Externa; sus tirantes de agua oscilaban entre 28 y 171 m [93 y 560 pies]. Los demás pozos fueron perforados en el Talud Continental, en tirantes de agua que variaban de 192 a 2,260 m [630 a 7,416 pies]. No hubo ningún desplazamiento gradual y deliberado de las aguas someras a las aguas más profundas; en el año siguiente a la perforación del pozo seco en el Bloque 366 de Ship Shoal, Placid perforó otro pozo subsalino en un tirante de agua de 610 m [2,004 pies].<sup>32</sup>

Las campañas de perforación por debajo de la sal, de las décadas de 1980 y 1990, apuntaron principalmente como objetivos a los depósitos turbidíticos de edad Plioceno, con algunas arenas de edad Pleistoceno y Mioceno.<sup>33</sup> No obstante, hoy en día, en una cuenca donde el 99% de las reservas comprobadas de petróleo son producidas de formaciones de edad Mioceno o más modernas, la tendencia subsalina del Golfo de México está siendo rejuvenecida a partir de los descubrimientos de aguas profundas y ultraprofundas, en arenas mucho más antiguas de edad Eoceno y Paleoceno (arriba). Los descubrimientos realizados en los sistemas de canales turbidíticos y abanicos, el equivalente en términos de cuencas

profundas de los depósitos terrestres de la Formación Wilcox en Texas y Luisiana, están ayudando a extender el *play* subsalino. Estos yacimientos turbidíticos han sido descubiertos a más de 400 km [250 millas] echado abajo de los sistemas deltaicos de la Formación Wilcox.<sup>34</sup>

Esta tendencia de aguas profundas de la Formación Wilcox yace en tirantes de agua de 1,200 a 3,050 m [4,000 a 10,000 pies] y se cree que cubre unos 77,670 km<sup>2</sup> [30,000 millas<sup>2</sup>]. Algunas áreas prospectivas se encuentran por debajo de domos salinos cuyo espesor oscila entre 2,130 y 6,100 m [7,000 y 20,000 pies]. No obstante, es interesante observar que los primeros descubrimientos realizados en esta tendencia nunca penetraron estructuras salinas. Al principio, los operadores trataban de evitar la sal desplazándose a aguas más profundas para perforar esquivando la sal. Allí, la generación de imágenes sísmicas no era distorsionada por la presencia de sal y los perforadores sólo tenían que luchar con los desafíos conocidos que se asocian con las operaciones de perforación en aguas profundas. No obstante, una vez que establecieron la viabilidad de esta tendencia Wilcox de aguas profundas, los equipos de exploración comenzaron a ir en busca de sus áreas prospectivas echado arriba, por debajo de la sal, lo que se tra-

dujo en descubrimientos tales como los campos St. Malo y Jack.

El *play* Wilcox de edad Terciario Inferior fue iniciado por el segundo pozo de Baha, perforado en el Bloque 557 del Alaminos Canyon, un área prospectiva que originalmente apuntó a los carbonatos fracturados de edad Mesozoico como objetivo. En 1996, los problemas de perforación obligaron a abandonar el Pozo No. 1 antes de que alcanzara la profundidad total, pero el pozo encontró efectivamente 4.6 m [15 pies] de zona productiva en una arena de edad Eoceno Superior, lo que sugirió que a mayor profundidad en la estructura podía existir un sistema petrolero viable y quizás un descubrimiento comercial. En el año 2001, el

30. Moore y Brooks, referencia 27.

31. Tabla de Pozos Subsalinos del Servicio de Administración de Minerales (MMS), Departamento del Interior de EUA, [http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/gulfocs/subsalt/data/Subsalt\\_Wells.xls](http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/gulfocs/subsalt/data/Subsalt_Wells.xls) (Se accedió el 11 de agosto de 2008).

32. MMS, referencia 31.

33. Moore y Brooks, referencia 27.

34. Lewis J, Clinch S, Meyer D, Richards M, Skirius C, Stokes R y Zarra L: "Exploration and Appraisal Challenges in the Gulf of Mexico Deep-Water Wilcox: Part 1—Exploration Overview, Reservoir Quality, and Seismic Imaging," en Kennan L, Pindell J y Rosen NC (ediciones): *Actas*, 27a Conferencia Anual de Investigación Bob F. Perkins de la Fundación SEPm de la Sección de la Costa del Golfo (2007): 398–414.





^ Preparación para la prueba. El Pozo Jack 2, perforado con la embarcación de perforación *Discoverer Deep Seas*, fue entubado y suspendido antes de que el equipo de perforación semisumergible *Cajun Express* fuera transportado a la localización del pozo para efectuar una prueba de pozo de largo alcance. También se llevaron barcasas a la localización del pozo para recolectar los fluidos producidos en la prueba.

Pozo No. 2 de Baha fue perforado con éxito hasta 5,841 m [19,164 pies] y mostró que los carbonatos Mesozoicos originales no eran porosos. Si bien este pozo seco encontró sólo 3.7 m [12 pies] de petróleo, en una arena de edad Eoceno, también identificó posibles arenas de calidad yacimiento contenidas en más de 1,219 m [4,000 pies] de una sección turbidítica de la Formación Wilcox.<sup>35</sup>

Poco tiempo después, los pozos ubicados al sur de Baha, tales como el área prospectiva Trident (Bloque 903 del Alaminos Canyon) y el área prospectiva Great White (Bloque 857 del Alaminos Canyon), descubrieron arenas productivas Wilcox en el cinturón plegado Perdido del sector occidental del Golfo de México. Las operaciones de perforación subsiguientes, llevadas a cabo al este, condujeron a los descubrimientos, en la

Formación Wilcox, de las áreas prospectivas Cascade, Chinook, St. Malo y Jack en el área Walker Ridge. El descubrimiento del Campo Kaskida y de los pozos no comerciales Sardinia y Hadrian, en el Keathley Canyon, ayudó a reducir la brecha existente entre el oeste y el este. Los datos de estos pozos permitieron a los geólogos inferir que las arenas Wilcox se extienden más de 480 km [300 millas] a través de la Cuenca del Golfo de México. Para el año 2007, al menos 20 pozos exploratorios habían sido perforados en esta tendencia, lo que se tradujo en 12 descubrimientos. Las reservas recuperables estimadas para cada descubrimiento se encontraban entre 40 y 500 millones de bbl [6.4 y 79.5 millones de m<sup>3</sup>] de petróleo.<sup>36</sup>

El descubrimiento de St. Malo, en el Bloque 678 de Walker Ridge, se distingue como el primer pozo

que alcanzó las arenas Wilcox por debajo de la sal alóctona. Otro pozo subsalino del área de Wilcox fue perforado en el Bloque 759 de Walker Ridge; el descubrimiento tan anunciado del Campo Jack.<sup>37</sup> Un segundo pozo fue perforado para evaluar la estructura. Este pozo—el único de la estructura Wilcox subsalina ensayado—arrojó resultados alentadores: según lo reportado, el Pozo Jack produjo durante 23 días con un régimen sostenido de 6,000 bbl/d [953 m<sup>3</sup>/d] de petróleo durante la prueba del 40% del intervalo productivo neto total (arriba). Al noroeste, el pozo Kaskida marca la frontera septentrional extrema de los descubrimientos subsalinos Wilcox realizados hasta la fecha y se encuentra ubicado a mayor distancia del margen del Escarpe de Sigsbee que otros pozos de esta tendencia.

35. Lewis et al, referencia 34.

36. Lewis et al, referencia 34.

37. Para obtener más información sobre el programa de pruebas para el descubrimiento del Campo Jack, consulte: Aghar H, Carie M, Elshahawi H, Gomez JR, Saeedi J, Young C, Pinguet B, Swainson K, Takla E y Theuveny B: "Nuevos alcances en pruebas de pozos," *Oilfield Review* 19, no. 1 (Verano de 2007): 44–59.

38. Camaro Alfaro et al, referencia 29.

Las reflexiones múltiples, conocidas comúnmente como múltiples, son causadas por la energía sísmica que se

repite cuando es reflejada más de una vez desde un límite. Las múltiples a menudo complican los intentos para discernir la imagen del subsuelo, y se invierte mucho esfuerzo en el procesamiento de los datos sísmicos cuando se trata de diferenciar la energía primaria de la energía de las múltiples para luego eliminar las reflexiones múltiples.

39. Hudec MR y Jackson MPA: "Advance of Allochthonous Salt Sheets in Passive Margins and Orogens," *AAPG Bulletin* 90, no. 10 (Octubre de 2006): 1535–1564.

40. Hudec y Jackson, referencia 39.

41. Mukhopadhyay PK, Harvey PJ y Kendall K: "Genetic Relationship Between Salt Mobilization and Petroleum System Parameters: Possible Solution of Finding Commercial Oil and Gas Within Offshore Nova Scotia, Canada, During the Next Phase of Deep-Water Exploration," *Transcripciones*, Asociación de Sociedades Geológicas de la Costa del Golfo 56 (2006): 627–638.

42. Lowrie A y Kozlov E: "Similarities and Differences in Salt Tectonics Between the Precaspian Basin, Russia, and the Northern Gulf of Mexico, USA," *Transcripciones*, Asociación de Sociedades Geológicas de la Costa del Golfo 54 (2004): 393–407.

¿Cuántas tendencias y campos más serán descubiertos con el tiempo por debajo de la extensión del domo salino de Sigsbee? Alguna vez obstaculizada por la obtención de imágenes pobres, la exploración subsalina ha extraído provecho de los procedimientos revolucionarios de medición de las propiedades de las formaciones profundas. Las nuevas técnicas de adquisición de datos sísmicos, junto con los modelos de velocidad y los algoritmos de migración más precisos, están ayudando a resolver el desafío que plantea la generación de imágenes por debajo de la sal. En particular, las técnicas de levantamientos sísmicos de cobertura azimutal amplia y cobertura azimutal rica obtienen relaciones señal-ruido mejoradas en ambientes geológicos subsalinos complejos y proveen la atenuación natural de ciertos tipos de señales que causan reflexiones múltiples.<sup>38</sup> El sistema Q-Marine capitaliza las frecuencias bajas, menos atenuadas, para generar mejores imágenes del subsuelo. Además, provee arreglos de fuentes calibradas, grandes y direccionales, para un mejor registro de la energía subsalina, con un sensor unitario, tendiente a mejorar el muestreo y la atenuación del ruido, y la capacidad para registrar durante los virajes en que la embarcación adopta un rumbo diferente.

Con la ayuda de las tecnologías no sísmicas complementarias, que miden las diferentes propiedades del terreno subterráneo, los geocientíficos e ingenieros están construyendo modelos más globales para ayudar a las compañías de E&P a determinar la viabilidad de un área prospectiva e identificar los riesgos de perforación antes de movilizar un equipo de perforación a la localización. Además de los datos sísmicos, los geocientíficos están recurriendo a los levantamientos magnetotéluricos, gravimétricos y electromagnéticos marinos. Estos levantamientos han avanzado mucho más allá de la primera o la segunda generación, y todos son adquiridos utilizando embarcaciones para levantamientos marinos.

Se han utilizado tecnologías complementarias para mejorar la delineación de las áreas prospectivas situadas por encima de la sal, donde los datos provistos por los levantamientos magnetotéluricos marinos ayudan a ajustar el procesamiento sísmico a través de la identificación y la medición de la profundidad y el espesor de los estratos resistivos, y el pronóstico de las propiedades de los fluidos de yacimiento. Las estructuras del subsuelo también pueden ser identificadas mediante la combinación de levantamientos gravimétricos, levantamientos de perfiles del fondo oceánico y datos sísmicos 3D

para destacar los domos salinos y los rasgos deposicionales, tales como los canales sepultados ricos en contenido de arena. Los levantamientos con fuente electromagnética controlada (CSEM) identifican los resistores del subsuelo y pueden integrarse con los levantamientos sísmicos para proporcionar una imagen más completa de las trampas de hidrocarburos. Después de la operación de perforación, se pueden correr levantamientos sísmicos utilizando la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo) para rastrear la producción y evaluar la eficiencia de barrido del yacimiento. Reconociendo el valor de dichas técnicas complementarias en las aplicaciones suprasalinas, los geocientíficos ahora están tratando de adaptarlas al régimen subsalino.

Estos avances ayudarán a los geocientíficos a generar imágenes de las nuevas áreas prospectivas y, a su vez, incentivarán nuevos desarrollos en las tecnologías de perforación, adquisición de registros y producción. La tendencia de edad Terciario Inferior, una nueva faceta del *play* subsalino, es justamente la última ola de rejuvenecimiento que barrerá el Golfo de México. De este modo, la actividad de exploración continúa evolucionando conforme los avances tecnológicos revelan nuevos objetivos y abren más fronteras en una provincia de perforación supuestamente madura.

#### Con el impulso de la sal

Las tecnologías desarrolladas para explorar la provincia subsalina del área de aguas profundas del Golfo de México, sumadas a la experiencia adquirida en el proceso, serán de utilidad para el desarrollo de los *plays* subsalinos futuros. Después de todo, el Golfo de México es sólo una de las 35 cuencas del mundo que contienen cuerpos salinos autóctonos.<sup>39</sup> Estos cuerpos salinos pueden encontrarse en el área marina de Angola, Brasil, Canadá, Madagascar, México, Marruecos y Yemen. Algunas cuencas comparten similitudes notables con otras cuencas del mundo.

Por ejemplo, se observa una analogía estrecha del Escarpe de Sigsbee en la Cuenca Kwanza de aguas ultraprofundas, frente a la costa de Angola. El Escarpe de Angola posee una longitud de aproximadamente 1,100 km [685 millas] y marca el límite, en dirección hacia el mar, de una franja salina autóctona, si bien la franja exhibe típicamente menos de 20 km [12 millas] de ancho.<sup>40</sup> La Cuenca de Scotia, frente a la costa de Nueva Escocia, en Canadá, también posee semejanzas, tales como la deposición turbidítica de edad

Cretácico y Terciario, junto con las trampas controladas por el movimiento lateral y vertical de la sal Triásica-Jurásica.<sup>41</sup>

No todos los cuerpos salinos se encuentran en aguas marinas; algunos están alojados en cinturones orogénicos que marcan episodios de orogénesis, o se encuentran de otro modo rodeados de tierra. Estos cuerpos salinos pueden observarse en Argelia, Canadá, Colombia, Alemania, Irán, Kazajistán, Perú, España y Ucrania. De modo que, si bien la sal de la Cuenca del Golfo de México ha sido explorada con barrenas de perforación y embarcaciones sísmicas, la sal de las cadenas montañosas se ha estudiado extensivamente en afloramientos y se ha explorado en forma práctica. Los geocientíficos están reconociendo las semejanzas de cada caso y los estudios de las estructuras salinas en el campo proveen conocimientos acerca de las estructuras que se encuentran por debajo del mar.

Se han hecho comparaciones entre la Cuenca del Golfo de México y la Cuenca Precaspiense de Kazajistán y Rusia.<sup>42</sup> La Cuenca Precaspiense se formó en el período Pérmico como resultado de la orogenia Uraliana. Más allá de las diferencias de edades, las dos cuencas experimentaron un proceso rápido de deposición de sal y fueron dominadas por una fuente de sedimentación principal (los ríos Mississippi y Volga). Ambas exhiben además extensiones laterales de la sal que penetran mantos salinos autóctonos. El reconocimiento de las diferencias existentes entre las cuencas también es útil, como sucede con el *play* presalino de Brasil. En la Cuenca de Santos, intervienen diferentes procesos. En dicha cuenca, los descubrimientos grandes logrados en yacimientos carbonatados se encuentran ubicados por debajo de estructuras salinas autóctonas y no son afectados estructural y estratigráficamente por la tectónica salina.

La identificación de dichas semejanzas o diferencias ayuda a las compañías de E&P a reconocer la presencia de características en una cuenca que pueden señalar rasgos correspondientes, aunque previamente no descubiertos, en cuencas análogas. Por consiguiente, los afloramientos explorados intensamente—tales como los glaciares salinos de Irán—o las cuencas exploradas extensivamente—tales como la Cuenca del Golfo de México, la Cuenca Precaspiense o la Cuenca de África Occidental—se complementan entre sí para ayudar a revelar los hidrocarburos potenciales en otras cuencas del mundo.

—MV

# Levantamientos sísmicos en círculos

**Michele Buia**  
**Pablo E. Flores**  
*Eni E&P*  
*Milán, Italia*

**David Hill**  
**Ed Palmer**  
**Rob Ross**  
**Robin Walker**  
*Gatwick, Inglaterra*

**Marianne Houbiers**  
**Mark Thompson**  
*StatoilHydro*  
*Trondheim, Noruega*

**Sergio Laura**  
*Eni Indonesia*  
*Yakarta, Indonesia*

**Cem Menlikli**  
*Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)*  
*Ankara, Turquía*

**Nick Moldoveanu**  
*Houston, Texas, EUA*

**Earl Snyder**  
*Yakarta, Indonesia*

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Tim Bunting y Mikael Garden, Kuala Lumpur; Iain Bush, Edward Hager, Hasbi Lubis, Gary Poole, Bruce Webb y Phil Williams, Londres; William Dragoset, Houston; y Jens Olav Paulsen, Oslo, Noruega.  
Coil Shooting, Monowing, Q-Fin y Q-Marine son marcas de Schlumberger.

1. Camara Alfaro J, Corcoran C, Davies K, González Pineda F, Hill D, Hampson G, Howard M, Kapoor J, Moldoveanu N y Kragh E: "Reducción del riesgo exploratorio," *Oilfield Review* 19, no. 1 (Verano de 2007): 26–43.

**Tradicionalmente, los datos sísmicos marinos se adquieren con una embarcación sísmica que navega describiendo una línea recta a lo largo de un objetivo, y que luego regresa para registrar otra línea paralela a la primera. Una nueva técnica permite registrar los datos sísmicos en círculos vinculados continuamente, con poco o ningún tiempo no productivo. Esto da como resultado datos de alta calidad, que contienen información de las reflexiones de todos los azimuts. Los resultados de las pruebas indican que esta técnica será de utilidad para mejorar la obtención de imágenes sísmicas en diversos ambientes geológicos complejos. El primer levantamiento completo efectuado con esta técnica se llevó a cabo en el año 2008 para el proyecto Tulip de Eni, en el bloque Bukat, correspondiente a un contrato de producción compartida, implementado en el área marina de Indonesia.**

Muchos de los desarrollos técnicos más significativos del mundo fueron concebidos mucho antes de volverse comerciales. Por ejemplo, los diseños del siglo XV de Leonardo da Vinci probablemente tuvieron ingerencia en el desarrollo del helicóptero y del propulsor helicoidal. Dentro de la industria de E&P, los desarrollos introducidos recientemente por WesternGeco en los sistemas de obtención de imágenes sísmicas 3D aplican principios fundamentales definidos hace varias décadas, que debieron esperar la implementación de ciertos avances tecnológicos para desarrollar todo su potencial. Estos desarrollos permitieron que los registros circulares—otra idea del pasado—se convirtieran en realidad.

La industria sísmica efectuó las primeras pruebas de geometrías de adquisición circulares en la década de 1980. No obstante, recién en el año 2006, el personal de WesternGeco se percató de que podía convertir una técnica de adquisición circular en una opción práctica para los levantamientos 3D.

Los levantamientos de sísmica 3D probablemente han hecho más que cualquier otra tecnología moderna para incrementar la probabilidad de éxito de la perforación de pozos exploratorios.<sup>1</sup>

La representación del subsuelo a través de imágenes utilizando levantamientos 3D, ha demostrado ser particularmente exitosa para caracterizar los sedimentos clásticos; sin embargo, la obtención de imágenes precisas de los sedimentos presentes debajo de fondos marinos duros, capas salinas, basálticas y carbonatadas sigue siendo un desafío, particularmente en las áreas de aguas profundas.

En esas áreas, las geometrías de los cables sísmicos remolcados constituyen actualmente las únicas soluciones económicamente viables para la adquisición de grandes conjuntos de datos sísmicos 3D. Los levantamientos 3D marinos convencionales, ejecutados como un conjunto de líneas rectas paralelas y adyacentes, han demostrado su valor como herramientas de exploración en una amplia variedad de ambientes geológicos. Estos levantamientos generan imágenes del subsuelo con trayectos de rayos sísmicos que se alinean predominantemente en una dirección. La geología compleja y las capas altamente refractivas producen la curvatura de los rayos, lo que puede hacer que queden ciertas porciones del subsuelo sin tocar a la hora de registrar las ondas sísmicas que se propagan en una sola dirección. En tales





circunstancias, los datos 3D convencionales pueden proveer imágenes ambiguas o confusas, reduciendo la confiabilidad en las decisiones de exploración e introduciendo incertidumbres e imprecisiones potenciales en los modelos utilizados para el desarrollo de los yacimientos.

Los levantamientos sísmicos con cobertura azimutal amplia (WAZ) proveen datos de los trayectos de rayos que viajan en una amplia gama de direcciones. Se ha demostrado que este método ofrece una mejor iluminación sísmica del subsuelo, una relación señal-ruido más alta y un nivel mejorado de resolución sísmica en diversos ambientes geológicos complejos, tales como los ambientes presentes por debajo de cuerpos salinos grandes con formas complejas. Hasta hace poco, en aguas profundas, este método mejorado de generación de imágenes requería del trabajo conjunto de varias embarcaciones sísmicas.

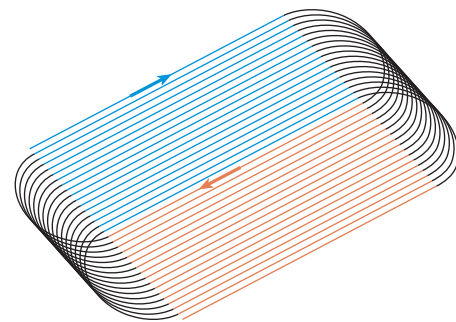
Este artículo examina los desarrollos producidos en materia de adquisición de levantamientos WAZ con cables sísmicos remolcados e introduce la técnica de adquisición Coil Shooting: una nueva

técnica que trasciende el método WAZ para obtener un rango completo de azimuts utilizando una sola embarcación que registra en forma continua describiendo un trayecto circular o curvo. Se describen las pruebas de modelado y factibilidad, las cuales indican que esta técnica posee un potencial considerable para enfrentar eficientemente los desafíos que plantea el proceso de caracterizar ambientes geológicos complejos con imágenes. Además, se presentan algunos datos del primer proyecto Coil Shooting completo del mundo.

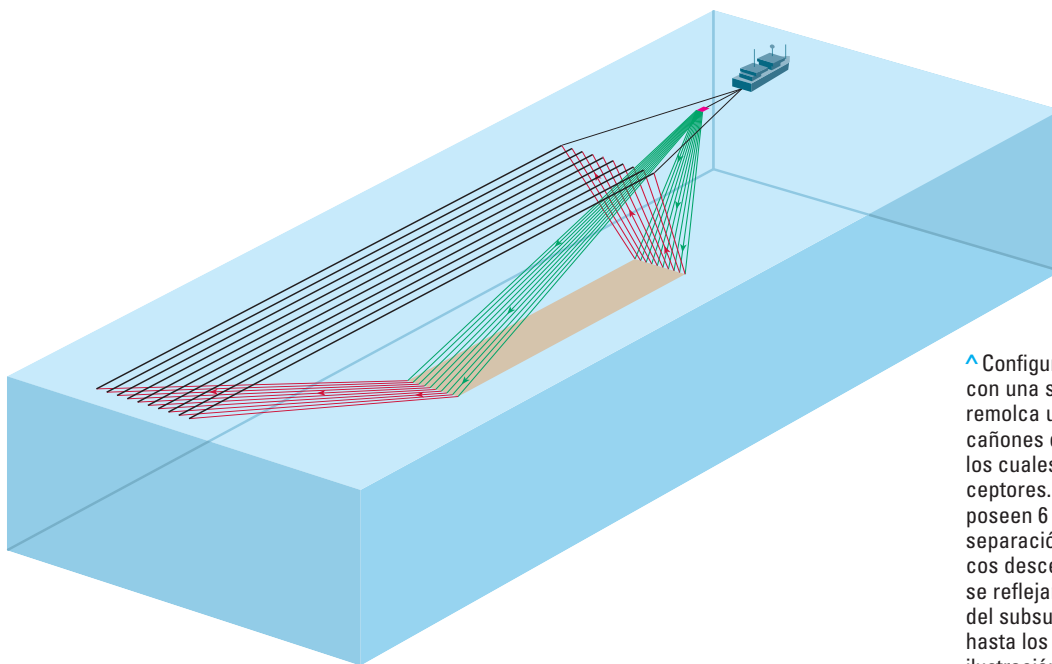
#### Adquisición con cobertura azimutal amplia utilizando cables remolcados

En los levantamientos 3D marinos convencionales se registran datos con una embarcación que navega describiendo una serie de líneas rectas paralelas adyacentes. La embarcación está equipada habitualmente con uno o dos arreglos de fuentes, constituidos por cañones de aire, y entre 8 y 10 cables sísmicos marinos. Cuando la embarcación llega al límite del área definida del levantamiento, continúa en línea recta media longitud de un

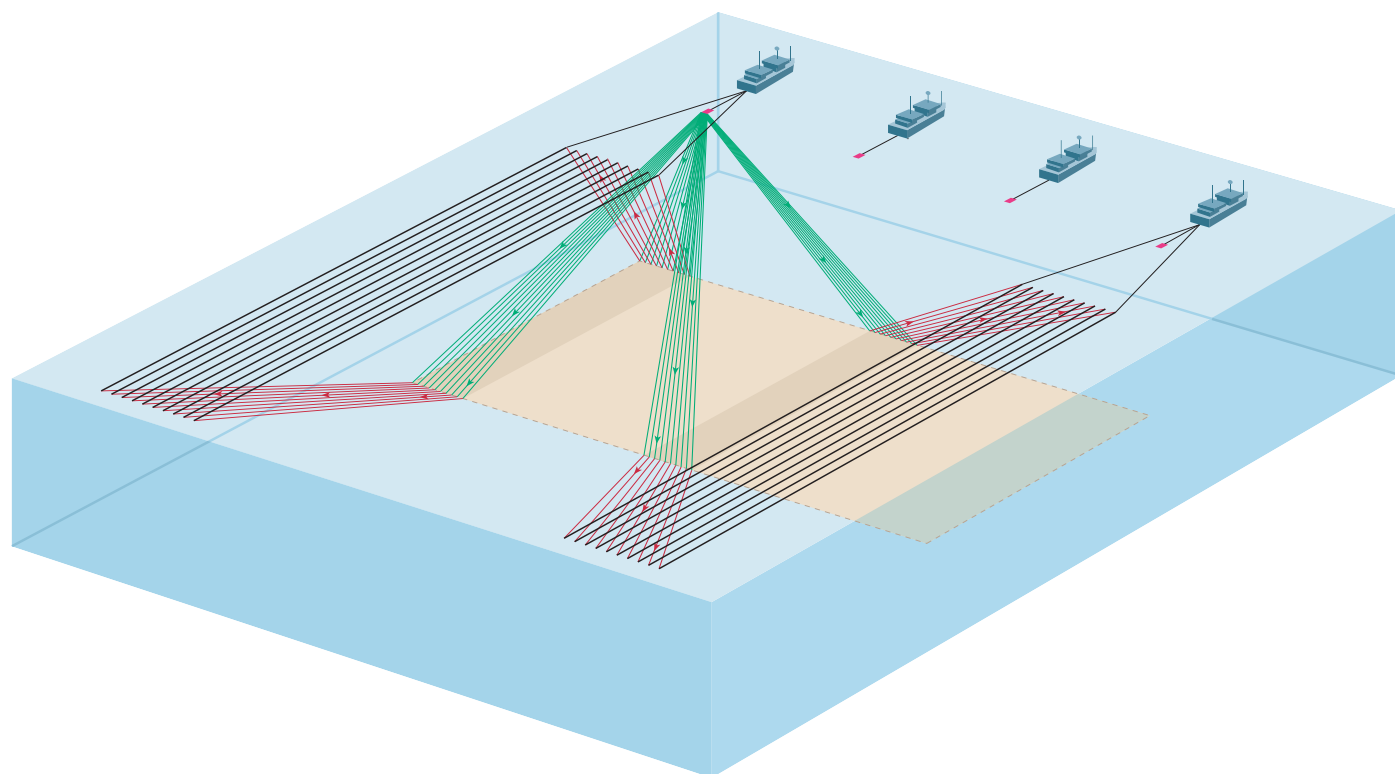
cable y luego vira formando un arco amplio con el fin de posicionarse para formar otra línea recta en la dirección opuesta, como si siguiera el curso de una pista de carrera simple (abajo).



^ Configuración convencional típica del proceso de adquisición 3D en aguas profundas. El trayecto de la adquisición sigue una línea recta (flecha azul) luego gira 180° para registrar los datos en la dirección opuesta (flecha naranja). Normalmente, durante los giros de las líneas no se registra ningún dato (negro).



^ Configuración convencional de cables sísmicos con una sola embarcación. Una embarcación remolca un arreglo de fuentes, compuesto por cañones de aire, y 10 cables sísmicos, cada uno de los cuales contiene aproximadamente 2,000 receptores. Los cables sísmicos habitualmente poseen 6 a 8 km [4 a 5 millas] de largo y una separación de 100 m [328 pies]. Los rayos sísmicos descendentes (verde) emanan de la fuente, se reflejan en el lecho marino y en las interfaces del subsuelo, y luego viajan hacia arriba (rojo) hasta los receptores donde son registrados. La ilustración muestra sólo los trayectos de los rayos hasta el primer y el último receptor de cada cable sísmico marino. La dirección, o el azimut, entre la fuente sísmica y los receptores se aproxima a la dirección de la ruta de la embarcación, particularmente para los desplazamientos lejanos; los datos registrados por los receptores que se encuentran más lejos de la fuente.



^ Una configuración de adquisición con cobertura azimutal amplia que utiliza cuatro embarcaciones. Dos embarcaciones de registro (*izquierda y derecha*), ambas equipadas con un arreglo de cañones de aire como fuentes y 10 cables sísmicos marinos, son unidas por dos embarcaciones fuente (*centro*). La fuente de la embarcación de la izquierda es disparada, y los datos son registrados por los cables sísmicos de ambas embarcaciones de registro, proveyendo dos áreas de cobertura del subsuelo (tostado oscuro). Luego, las fuentes son disparadas en secuencia por las otras embarcaciones, proveyendo un área más amplia de cobertura del subsuelo (tostado claro) y un rango más amplio de azimuts, entre fuentes y receptores, que el que puede lograrse con una sola embarcación. Las líneas de navegación pueden ser reiteradas con las embarcaciones fuente en diferentes posiciones, proporcionando diferentes rangos de azimuts.



^ Distorsión de la imagen. La refracción de la luz a través de la superficie irregular de un vidrio hace que ciertas partes de la cuchara sean invisibles o estén distorsionadas. La imagen cambia dependiendo de la dirección de la vista. De un modo similar, el azimut de la observación incide en los resultados del proceso de generación de imágenes sísmicas a través de medios geológicos con geometrías complejas.

Cuando la embarcación regresa al otro límite del área del levantamiento, vira para seguir otro curso de tipo pista de carrera, desplazado lateralmente con respecto al primero. Este proceso continúa hasta que se completa la cobertura de esa parte del área del levantamiento.

Usualmente, mientras la embarcación vira no se registran datos porque, en los sistemas de adquisición convencionales, los cables sísmicos marinos no conservan su separación lateral durante los virajes, y las posiciones de los receptores dentro de los cables sísmicos no pueden ser calculadas con precisión. Además, el proceso de viraje puede inducir un incremento del arrastre lateral en los cables sísmicos a medida que éstos se desplazan por el agua, lo cual se traduce en un incremento de los niveles de ruido. Dependiendo de las dimensiones del levantamiento, las embarcaciones pueden invertir en los cambios de líneas hasta un 50% del tiempo disponible para la producción, de manera que dichos cambios de líneas representan un período significativo de tiempo no productivo (NPT).<sup>2</sup> Esta limitación puede comprometer la calidad de los datos: para minimizar el NPT, y por consiguiente los costos, algunos levantamientos se efectúan en la dirección óptima desde el punto de vista de la eficiencia, pero no en la mejor dirección para el logro de los objetivos geofísicos.

2. El término producción, en el sentido sísmico, se refiere a la producción de datos sísmicos. Por lo tanto, la productividad es la cantidad de tiempo que pasa una embarcación sísmica registrando datos útiles, respecto del tiempo total en que la embarcación permanece en el área del levantamiento, expresado usualmente como porcentaje.

3. Howard M, Harding C y Stoughton D: "Rich Azimuth Marine Seismic, A Cost Effective Approach to Better Subsalt Images," *First Break* 25, no. 3 (Marzo de 2007): 63-68.

En los levantamientos convencionales, la dirección, o el azimut, de un rayo sísmico que viaja desde la fuente hasta el subsuelo y luego asciende hasta un receptor se aproximará a la dirección de la ruta de la embarcación (página anterior, arriba). Los azimuts, para los desplazamientos lejanos, se encuentran habitualmente dentro de  $\pm 10^\circ$  con respecto a la ruta de la embarcación. Los desplazamientos cercanos tendrán un rango mayor de azimuts, debido al desplazamiento lateral existente entre la fuente y el frente de los cables sísmicos.

La geología compleja y las capas altamente refractivas curvan los rayos sísmicos de manera que ciertas porciones del subsuelo pueden permanecer sin ser tocadas por las ondas sísmicas, particularmente cuando las geometrías de fuentes-receptores proveen sólo un rango estrecho de azimuts. Una analogía de este fenómeno, por el cual el azimut de la observación incide en los resultados del proceso de generación de imágenes a través de medios con geometrías complejas, puede efectuarse si se visualiza un objeto a través de un vidrio texturado (arriba). La visualización del vidrio desde varias direcciones diferentes permite que el visualizador determine su contenido en forma más exacta. De un modo similar, se ha demostrado que la adquisición de datos sísmicos con una amplia gama de azimuts provee imágenes más precisas del subsuelo en ambientes geológicos complejos, tales como los ambientes asociados con cuerpos salinos, esencialmente "encendiendo una luz" que ilumina las formaciones desde muchas direcciones.

Varias geometrías de adquisición de datos con cables sísmicos remolcados que incrementan el rango de azimuts entre fuentes y receptores, han sido probadas en diversas localizaciones, inclu-

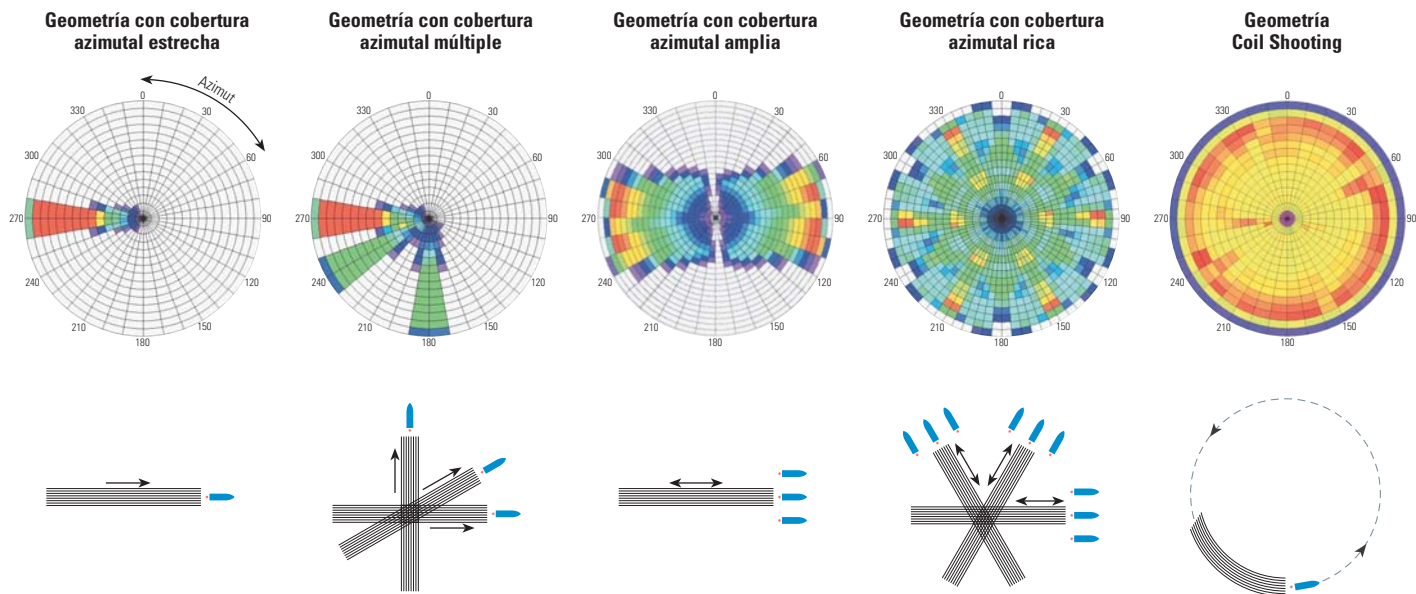
yendo el Delta del Nilo, el Mar del Norte y, con más prominencia, el Golfo de México. Estos levantamientos emplean habitualmente tres o cuatro embarcaciones sísmicas, cada una de las cuales registra a lo largo de líneas rectas paralelas (página anterior, abajo).

Desde el año 2001, la técnica WAZ ha sido utilizada en numerosos levantamientos en los que una o más embarcaciones de registro, que siguen exactamente el mismo curso de tipo pista de carrera que para un levantamiento 3D convencional, son unidas por las embarcaciones fuente posicionadas frente al tendido de cables, y/o detrás de éste, y se encuentran desplazadas lateralmente a diversas distancias a cada lado del tendido. Esta técnica provee típicamente un rango casi completo de azimuts en los desplazamientos cercanos pero sólo  $\pm 30^\circ$  para los desplazamientos lejanos.

En el año 2006, WesternGeco realizó un levantamiento en el que se desplegó una geometría WAZ en dos direcciones de navegación opuestas para cada una de las tres orientaciones diferentes; cubriendo efectivamente el subsuelo seis veces. En combinación, el conjunto de datos 3D resultante contenía contribuciones de un rango completo de azimuts para la mayoría de los desplazamientos. Este levantamiento, efectuado en el Campo Shenzi del Golfo de México, fue el primer levantamiento sísmico con cobertura azimutal rica (RAZ) del mundo.<sup>3</sup>

Un estudio efectuado en el año 2007 permitió arribar a la conclusión de que estos tipos de levantamientos, combinados con modelos de velocidad precisos y algoritmos de migración de alta fidelidad, podían generar un cambio radical en la iluminación de las estructuras subsalinas, la relación señal-ruido y la atenuación de múltiples en





^ Comparación de las geometrías de adquisición (*extremo inferior*) y las gráficas de distribución por azimut y desplazamiento en los diagramas de roseta (*extremo superior*). El número de trazas registradas para cada combinación de desplazamiento-azimut se codifica en color en los diagramas de roseta. El desplazamiento corresponde a la distancia desde el centro de cada círculo. El azimut corresponde al ángulo dentro de cada círculo. Los colores varían en orden del púrpura y el azul, para un número escaso de trazas, al verde, el amarillo y el rojo para un número de trazas considerable. De izquierda a derecha: los levantamientos marinos tradicionales son realizados por una embarcación en un azimut, y producen datos con una distribución estrecha por azimut y desplazamiento. Los levantamientos con cobertura azimutal múltiple son efectuados por una embarcación que navega en múltiples direcciones, y poseen distribuciones por azimut y desplazamiento agrupadas en torno a la dirección de las líneas de navegación. Los levantamientos con cobertura azimutal amplia son realizados por varias embarcaciones, lo cual incrementa el rango azimutal para muchos desplazamientos. Los levantamientos con cobertura azimutal rica utilizan varias embarcaciones que registran en diversas direcciones, combinando los conceptos de los levantamientos de cobertura azimutal múltiple y cobertura azimutal amplia para proveer contribuciones para la mayoría de las combinaciones de azimut y desplazamiento. La técnica Coil Shooting que utiliza una sola embarcación, provee un gran número de contribuciones para conformar un rango completo de azimuts para todos los desplazamientos.

comparación con los levantamientos convencionales con cobertura azimutal estrecha (NAZ).<sup>4</sup> El estudio descubrió que los desplazamientos más amplios en la dirección perpendicular a la dirección de adquisición (*crossline offset*) conducían a mejores resultados, y que los mejores resultados provenían de datos adquiridos a lo largo de un rango completo de azimuts, de 360°, como el ofrecido por las geometrías RAZ.

Las geometrías de los levantamientos RAZ y WAZ con cables sísmicos remolcados, descriptas precedentemente, se materializaban en su totalidad como una serie de líneas rectas adyacentes. Al igual que con un levantamiento 3D convencional, el tiempo requerido para hacer virar la embarcación de registro entre las líneas es usualmente tiempo no productivo. En las operaciones con embarcaciones múltiples y tendidos de cables amplios, este tiempo de viraje implica habitualmente más de tres horas por línea de navegación, lo cual se traduce en varias semanas en el caso de un levantamiento grande. Otro problema potencial con las geometrías paralelas es que pueden dejar transformaciones artificiales indeseables en los datos registrados, tales como bandas en la di-

rección de las líneas de navegación, que pueden verse en el conjunto de datos procesados.

#### Adquisición circular

Durante la ejecución del levantamiento sísmico del Campo Shenzi, WesternGeco y la compañía operadora—BHP Billiton—acordaron que podría resultar de utilidad seguir disparando las fuentes y recolectando los datos durante los giros de las líneas. Los resultados de este experimento fueron extremadamente alentadores. La primera etapa del procesamiento correspondiente a estos datos, obtenidos con la tecnología de sensores unitarios Q-Marine, incluyó un algoritmo avanzado de atenuación de ruido que abordó en forma efectiva todo incremento producido en los niveles de ruido para proveer datos de utilidad en el margen del área del levantamiento. Además, la productividad del proceso de adquisición se incrementó a través de la eliminación del tiempo no productivo durante los cambios de líneas.

Dado que las líneas de navegación registradas durante los cambios de líneas se asemejan a arcos de círculos, pueden ser consideradas como una implementación parcial de la geometría de adqui-

sición circular. El éxito de la adquisición continua durante el levantamiento RAZ del Campo Shenzi convenció a WesternGeco para que investigara la posibilidad de emplear la geometría circular para la ejecución de levantamientos con cobertura azimutal amplia y cables sísmicos remolcados.

Como sucede con muchas técnicas de adquisición sísmica fundamentales, algunas de las ventajas potenciales de la geometría circular para la adquisición marina se conocen desde hace muchos años. En la década de 1980, se propuso la idea de que navegar en círculos concéntricos alrededor de los domos salinos mejoraría las imágenes estructurales de los flancos de los domos y las fallas asociadas.<sup>5</sup> Los levantamientos de prueba fueron registrados en el Golfo de México y en el Mar del Norte utilizando la tecnología de adquisición en círculos concéntricos.<sup>6</sup> No obstante, la tecnología de adquisición marina en ese momento no permitía la implementación correcta del método, por lo que fue abandonada.

El sistema Q-Marine, introducido en el año 2000, ha superado muchos de los desafíos propios de las geometrías de adquisición circulares, posibilitando su utilización para numerosas aplicacio-

nes nuevas. Los dispositivos de direccionamiento Q-Fin controlan con exactitud la profundidad y la posición lateral de los cables sísmicos marinos, haciendo posible que entre ellos se mantenga una separación constante. La tecnología Monowing, de remolque de cables sísmicos múltiples, es altamente efectiva para mantener el desplazamiento lateral de los cables sísmicos durante el viraje. Con la forma de un ala de avión, los deflectores Monowing proveen la fuerza perpendicular a la dirección de navegación para mantener el amplio tendido de cables sísmicos en su posición. Los deflectores Monowing se instalan cerca del extremo del cable sísmico externo. Contrariamente, los dispositivos de deflexión convencionales se instalan fuera del tendido de cables, lo cual se traduce en un tendido total del equipamiento mucho más grande que necesita un radio de giro también más grande.

Una red acústica provee la capacidad de posicionamiento preciso de las fuentes y sensores marinos. Los arreglos de fuentes calibradas grandes suministran energía de penetración profunda, y un controlador de fuente digital de avanzada provee una respuesta sísmica de la fuente, compuesta por cañones de aire, completamente calibrada para cada tiro.

En presencia de corrientes transversales intensas, el remolque de los cables sísmicos en las curvas puede incrementar los niveles de ruido presentes en los datos de campo crudos. La tecnología Q-Marine apalanca los avances producidos en materia de componentes electrónicos y redes de fibra óptica para proveer sistemas de registro de alto conteo por canal, posibilitando el registro finamente muestreado con sensores unitarios, tanto de la señal como del ruido en el campo de ondas sísmicas. Los geofísicos de Shell documentaron el potencial del método de sensores unitarios a fines de la década de 1980, pero las limitaciones asociadas con el hardware y las capacidades de procesamiento en ese momento impidieron el aprovechamiento pleno de todas sus ventajas.<sup>7</sup>

El muestreo adecuado del ruido del cable sísmico marino permite que las técnicas de procesa-

miento de señales previstas lo supriman a la vez que preservan la integridad de la señal sísmica. Como parte del proceso de formación de grupos digitales (DGF), esta remoción efectiva del ruido permite la adquisición de datos sísmicos de alta calidad, incluso en condiciones climáticas adversas o cuando los cables sísmicos son remolcados a través de corrientes intensas.<sup>8</sup>

El empleo de la geometría circular para la adquisición de datos con cables sísmicos remolcados ofrece ventajas tanto para el análisis geofísico como para la eficiencia operacional. La técnica Coil Shooting registra datos de cobertura azimutal completa (FAZ) y bien muestreados, proveyendo un grado de iluminación más completo del subsuelo y contribuyendo a la reducción del ruido y la atenuación de múltiples. Además, permite adquirir datos de desplazamiento corto, lo que no es posible con las geometrías WAZ que utilizan embarcaciones múltiples. Este método ofrece además datos suficientemente muestreados en el azimut, de modo que el conjunto de datos puede ser dividido en diferentes rangos azimutales para la construcción de modelos de velocidad anisotrópicos y el análisis de fracturas (página anterior).<sup>9</sup>

La técnica Coil Shooting emplea una sola embarcación equipada con múltiples cables sísmicos y una fuente sísmica. La embarcación navega a lo largo de un esquema de trayectos de navegación circulares o curvos, superpuestos, que cubren el área del levantamiento, registrando datos en forma continua. Este modo de adquisición continuo elimina virtualmente el NPT, de manera que es altamente efectivo desde el punto de vista de sus costos para la adquisición de datos con contribuciones azimutales mejoradas, en particular para los proyectos de evaluación y desarrollo, y para aquellos lugares del mundo donde la movilización de muchas embarcaciones resulta impracticable. En el caso de las geometrías paralelas, las embarcaciones son típicamente productivas alrededor de un 45% del tiempo en que se encuentran en un área de levantamiento. Con la geometría circular, esta cifra se puede duplicar, alcanzando el 90% del tiempo de adquisición disponible. Para las geometrías paralelas, la última media longitud de cable

sísmico de cada línea recta realiza la adquisición con apilamiento (*fold of coverage*) reducido en un modo "tipo cónico."<sup>10</sup> Esto significa habitualmente que entre 3 km y 5 km [1.9 milla y 3.1 millas] de cada línea recta son de inferior calidad. Por el contrario, el método Coil Shooting provee datos bien muestreados cerca del margen de todo el área de levantamiento. Además, el registro continuo de las líneas es altamente eficiente para los proyectos 3D convencionales, en los que la operación de registro durante el viraje provee datos adicionales valiosos por un esfuerzo adicional relativamente pequeño.

### Prueba de factibilidad en el Golfo de México

En base a la adquisición exitosa de los datos durante los giros de las líneas del levantamiento del Campo Shenzi de 2006, en el año 2007 se efectuó una prueba de factibilidad de la técnica Coil Shooting en un área del Golfo de México previamente cubierta por un levantamiento WAZ en paralelo.<sup>11</sup> Uno de los objetivos principales de esta primera prueba fue determinar si era posible navegar utilizando una geometría circular a la vez que se mantiene la separación constante de los cables sísmicos y se miden con precisión las posiciones de los receptores. Otro objetivo era proveer una indicación de cualquier relación existente entre la curvatura de los cables sísmicos durante su remolque en una trayectoria circular, y los niveles de ruido introducidos. La prueba determinaría además si podrían procesarse y generarse imágenes de los datos Coil Shooting y obtener una indicación temprana de la efectividad del método en cuanto a la provisión de datos de cobertura azimutal completa y de alta calidad.

Antes de registrar los datos de la prueba, WesternGeco modeló la cobertura y la distribución por azimut y desplazamiento para la geometría circular, asumiendo un área de levantamiento de 42 km x 42 km [26 millas x 26 millas] y una embarcación equipada con una fuente unitaria y 10 cables sísmicos de 7 km [4.4 millas] de largo cada uno, separados entre sí por una distancia de 120 m [394 pies]. Esta configuración de cables sísmicos es típica de una geometría de adquisición WAZ.

4. Kapoor S, Moldoveanu N, Egan M, O'Brian M, Desta D, Atakishiyev I, Tomida M y Stewart L: "Subsalt Imaging: The RAZ-WAZ Experience," *The Leading Edge* 26, no. 11 (Noviembre de 2007): 1414-1422.

Las múltiples son la energía sísmica que rebota entre más de una superficie reflectora. Siendo una forma de ruido que puede interferir con los eventos de reflexión primaria u oscurecerlos, las múltiples son suprimidas por los algoritmos aplicados durante el procesamiento.

5. French WS: "Circular Seismic Acquisition System," Patente de EUA No. 4,486,863 (4 de diciembre de 1984).

6. Durrani JA, French WS y Comeaux LB: "New Directions for Marine 3-D Surveys," *Resúmenes Expandidos*, 57a Reunión Internacional Anual de la SEG, Nueva Orleans (11 al 13 de octubre de 1987): 177-181.

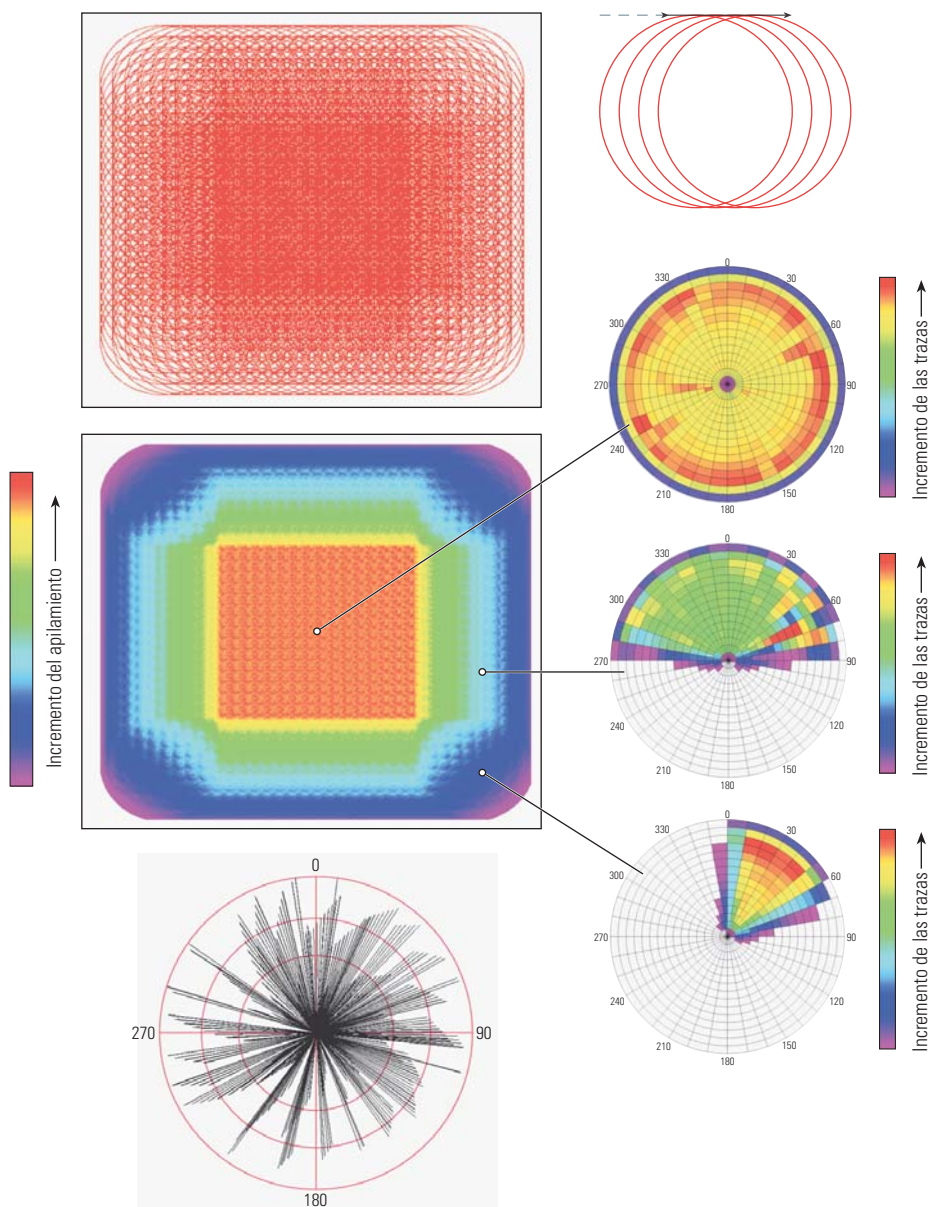
7. Ongkiehong L y Huizer W: "Dynamic Range of the Seismic System," *First Break* 5, no. 12 (Diciembre de 1987): 435-439.

8. Christie P, Nichols D, Özbek A, Curtis T, Larsen L, Strudley A, Davis R y Svendsen M: "Elevación de los estándares de calidad de los datos sísmicos," *Oilfield Review* 13, no. 2 (Otoño de 2001): 16-31.

9. Woodward M, Nichols D, Zdraveva O, Whitfield P y Johns T: "A Decade of Tomography," *Geophysics* 73, no. 5 (Septiembre-Octubre de 2008): VE5-VE11.

10. Apilamiento (*fold of coverage*) es el número de trazas sísmicas que se mapean en un área definida, habitualmente de 25 m por 25 m [82 pies por 82 pies].

11. Moldoveanu N: "Circular Geometry for Wide-Azimuth Towed-Streamer Acquisition," presentado en la 70a Conferencia y Exhibición de la EAGE, Roma, 9 al 12 de junio de 2008, artículo G011.



▲ Distribución por azimuth y desplazamiento para un levantamiento 3D con la técnica Coil Shooting. Los datos son adquiridos por una embarcación que navega describiendo un trayecto circular (*extremo superior derecho*). Cuando se completa el tránsito de un círculo, la embarcación se desplaza hacia un segundo círculo separado por una distancia fija del primero, y esto se reitera hasta que se cubre el área del levantamiento. La figura del extremo superior derecho muestra una cuadrícula de círculos que cubren un área de levantamiento. El segundo diagrama de la izquierda corresponde a una gráfica de cobertura que exhibe la densidad de las trazas a lo largo del área del levantamiento modelada. Se observa un gran número de trazas en el centro del área del levantamiento (codificada en color rojo), que se reduce a menos trazas en el margen del área (verde, azul y púrpura). A la derecha se muestran diagramas de roseta que indican la distribución promedio por azimuth y desplazamiento para las tres porciones del área del levantamiento. El rojo indica un número significativo que se reduce a través del amarillo, el verde y el púrpura. El área del centro del levantamiento posee un rango completo de azimuths y desplazamientos. El área del margen del levantamiento no recibe ningún azimuth entre 90° y 270°. La región correspondiente al esquinero del levantamiento recibe azimuths que varían mayormente entre 0° y 90°. El diagrama inferior izquierdo es una gráfica de tipo "araña" que ilustra el desplazamiento y el azimuth de todas las trazas dentro de una celda (*bin*) típica de 25 m x 25 m en el centro del área del levantamiento. La distancia al centro del círculo corresponde al desplazamiento, y el ángulo dentro del círculo corresponde al azimuth.

Para construir el modelo, se asumió que los datos serían adquiridos con una embarcación que seguía un conjunto de círculos, separados unos de otros por una distancia fija tanto en la dirección x como en la dirección y (*izquierda*).

El apilamiento es máximo en la parte central del área del objetivo del levantamiento, y se reduce hacia los márgenes. La distribución por azimuth y desplazamiento en el levantamiento modelado con geometría circular, fue analizada para tres áreas diferentes, presentadas como "diagramas de roseta." Este análisis indica que la geometría circular provee una distribución completa por azimuth a través del área del objetivo y un rango de contribuciones azimutales en una franja que rodea los márgenes del área del levantamiento.

Con fines comparativos, el análisis de la distribución por azimuth y desplazamiento también se efectuó para un levantamiento WAZ con geometría paralela efectuado con una configuración de cuatro embarcaciones. Los desplazamientos cercanos se registran mejor con una geometría circular que con la geometría WAZ paralela debido al gran desplazamiento lateral existente entre la fuente y las embarcaciones de registro en las geometrías paralelas. Los desplazamientos cercanos son necesarios para generar imágenes de los estratos de sobrecarga someros, y los datos completamente muestreados, tanto en el dominio del azimuth como en el dominio del desplazamiento, posibilitan la aplicación más efectiva de los algoritmos de procesamiento que suprimen el ruido y mejoran la resolución.

La alta densidad de las ubicaciones de los tiros, lograda a través de la adquisición continua, da como resultado un apilamiento total más alto que el que podría lograrse habitualmente en el mismo número de días, utilizando un levantamiento con geometría WAZ paralela realizado con dos embarcaciones fuente y dos embarcaciones de registro con la misma configuración de cables sísmicos. Los datos bien muestreados con un apilamiento más alto se traducen en una mayor relación señal-ruido en el conjunto de datos procesados.

Luego del ejercicio de modelado, se efectuó una prueba de campo para investigar la utilidad práctica de registrar datos utilizando la geometría circular modelada. En abril de 2007, se registraron cuatro círculos superpuestos con radios diferentes utilizando la embarcación sísmica *Western Regent* a través de un área cubierta por



el proyecto E-Octopus ([derecha](#)). E-Octopus es un programa para múltiples clientes de WesternGeco que cubre varios cientos de bloques situados en el Green Canyon y en las áreas adyacentes del Golfo de México. El proyecto está diseñado para proveer una definición más precisa de la base y el borde de la estructura salina mediante la integración de los datos magnetotelúricos, gravimétricos y sísmicos WAZ Q-Marine.

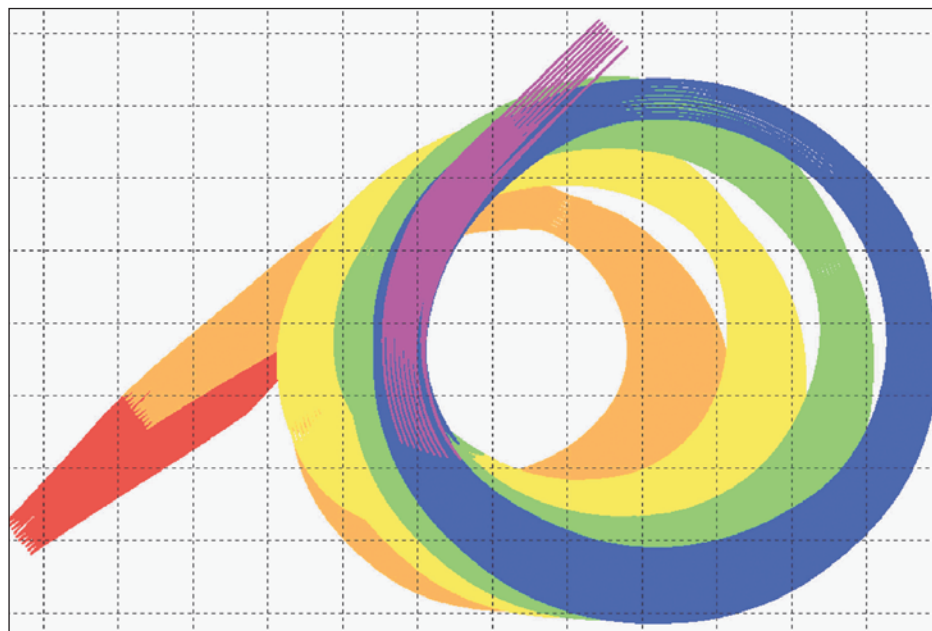
Los resultados de la prueba de adquisición con la técnica Coil Shooting demostraron que, utilizando la tecnología Q-Marine, es factible navegar a lo largo de círculos, a la vez que se mantiene una separación constante entre los cables sísmicos y se logra un posicionamiento altamente preciso de los receptores. Después del proceso DGF, los niveles de ruido fueron aceptables para todos los datos de la prueba y resultaron comparables con los niveles observados en las porciones de la prueba correspondientes a las líneas rectas.

Los datos de la prueba con Coil Shooting fueron procesados utilizando la misma secuencia que la aplicada a los datos WAZ paralelos, incluyendo la atenuación del ruido coherente con la técnica de sensores unitarios, el proceso DGF con un intervalo de grupo de 12.5 m [41 pies], la remoción de burbujas tiro por tiro, y la atenuación del ruido anómalo. La migración en profundidad tridimensional antes del apilamiento se llevó a cabo con el mismo modelo de velocidad utilizado para los datos WAZ paralelos. A pesar del apilamiento bajo y la apertura limitada de la migración, los datos de la prueba de cuatro círculos no son inferiores a los datos WAZ paralelos, de apertura y apilamiento completos ([derecha](#)).

### Prueba en el Mar Negro

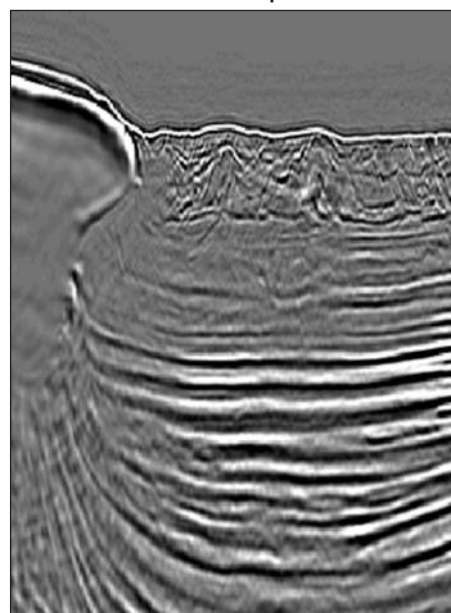
La segunda prueba de campo de la técnica Coil Shooting se efectuó en un área del Mar Negro, la cual posee corrientes intensas y plantea desafíos para la generación de imágenes del subsuelo, relacionados con su geometría compleja. Esta prueba se basó en el éxito de la prueba del Golfo de México, que ya había confirmado la factibilidad de adquirir y procesar datos sísmicos con una geometría circular. El objetivo de la prueba del Mar Negro consistía en incrementar la experiencia e identificar los desarrollos y procedimientos tecnológicos requeridos para sustentar mejor el método, particularmente en términos de diseño de levantamientos, operaciones de adquisición, control de calidad y procesamiento de los datos.

### Prueba con la tecnología Coil Shooting en el Golfo de México

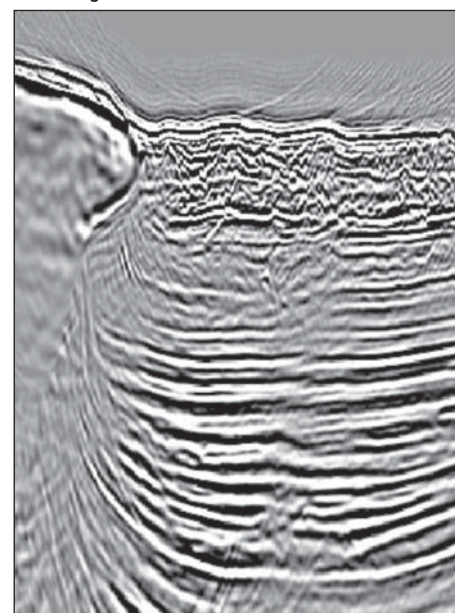


^ Geometría de adquisición para la prueba con la tecnología Coil Shooting en el Golfo de México. La gráfica muestra áreas que contienen trazas de cada uno de los cuatro círculos efectuados con diferentes radios en color naranja, amarillo, verde y azul.

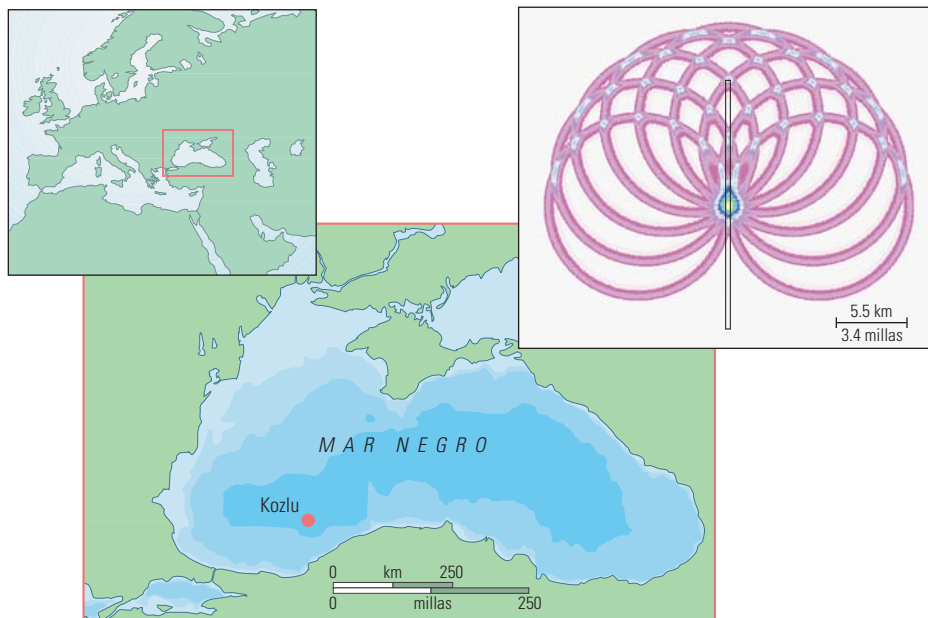
### Datos de cobertura azimutal amplia



### Datos de geometría circular

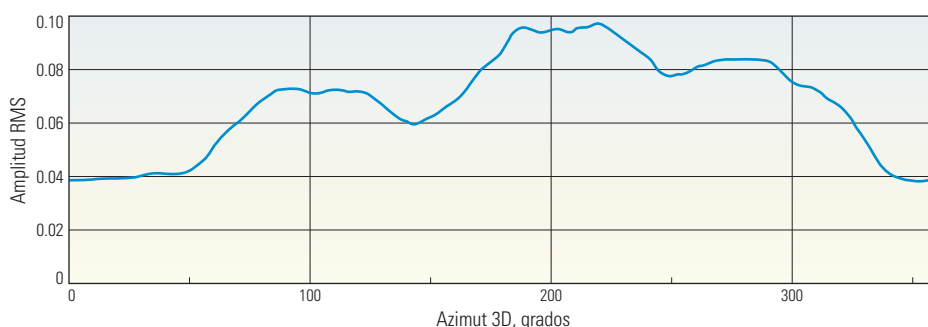
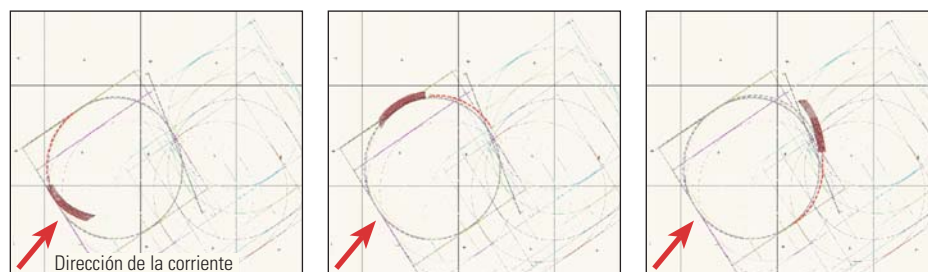
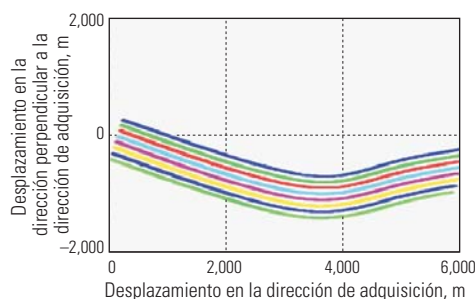


^ Comparación entre la migración en profundidad 3D antes del apilamiento E-Octopus de los datos WAZ de cobertura completa y apertura completa (*izquierda*) y los datos de la prueba con geometría circular (*derecha*). Los datos Coil Shooting exhiben ciertas indicaciones de mejoramiento de las imágenes, tales como la amplitud más alta y la mejor continuidad de la extensión lateral de la sal en la zona superior izquierda de la sección.



^ Ubicación y diseño de la prueba de Kozlu con la tecnología Coil Shooting. El área del levantamiento de Kozlu se encuentra en aguas turcas, en la porción sudoeste del Mar Negro. Los datos de la prueba fueron adquiridos como un conjunto de nueve círculos que se intersectan entre sí, formando una estructura de tipo “media dalia” (extremo superior derecho).

> Los efectos de las corrientes intensas en el área Kozlu. La ilustración del extremo superior izquierdo muestra la forma de los ocho cables sísmicos para una ubicación ejemplar del levantamiento 3D NAZ del área Kozlu efectuado en 2006-2007. Un desplazamiento máximo en la dirección perpendicular a la dirección de adquisición igual a cero representa la dirección de navegación. Las corrientes localizadas produjeron un nivel significativo de curvatura y deflexión, o desviación, del tendido de cables respecto de la dirección de navegación. Las mismas corrientes fueron observadas durante la prueba del año 2007, con la técnica Coil Shooting. Las figuras centrales muestran las posiciones de los cables sísmicos en tres partes de un círculo de adquisición. La dirección de las corrientes está indicada por las flechas rojas. Cuando se registra en sentido perpendicular a la dirección de la corriente (izquierda y derecha), los cables sísmicos se desvían. Cuando se registra en sentido paralelo a la dirección de la corriente (centro), los cables sísmicos siguen el curso de la embarcación alrededor del círculo. La gráfica (extremo inferior) representa el ruido presente en los datos de campo en función del azimut de la embarcación. El ruido se mide como la amplitud cuadrática media (RMS) de los datos entre un tiempo de tránsito doble de 0.5 y 2 segundos, que es anterior a las primeras reflexiones. La gráfica indica que la dirección de remolque incide claramente en los niveles de ruido presentes en los cables sísmicos marinos.



WesternGeco realizó un levantamiento 3D NAZ convencional entre septiembre de 2006 y enero de 2007 para Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), en la región Kozlu del Mar Negro (izquierda).<sup>12</sup> El levantamiento NAZ fue registrado con la embarcación sísmica *Western Pride*, utilizando la tecnología Q-Marine. El tirante de agua en el área oscila entre 1,100 y 2,200 m [3,600 y 7,200 pies]. El objetivo para este levantamiento sísmico de exploración, incluyó algunos yacimientos potenciales relacionados con una secuencia compleja de arrecifes de caliza y lutitas ubicadas entre 3,500 y 4,000 m [11,500 y 13,100 pies] de profundidad, las cuales sobreyacen estructuras volcánicas. Ciertas porciones de los estratos objetivo poseen un bajo contraste de impedancia acústica con las rocas que los sobreyacen e infrayacen, de modo que crean sólo reflexiones débiles. Los estratos de sobrecarga incluyen capas de hidratos de gas que pueden inhibir la transmisión de la energía sísmica. El lecho marino es rugoso y la geología compleja en su región vecina genera difracciones intensas. En ciertas áreas, el objetivo está enmascarado por la intensidad de las múltiples creadas por el agua de fondo, incluyendo las múltiples de las difracciones generadas cerca del lecho marino.

Los datos Q-Marine, combinados con una secuencia avanzada de procesamiento para abordar la intensidad de las múltiples y otros ruidos, proporcionaron una imagen sísmica de alta calidad.

12. Palmer E, Bacon J, Toygar AR, Uygun S y Menlikli C: “A Complex, Deepwater Seismic Survey Produces High Quality Results,” *World Oil* 229, no. 7 (Julio de 2008): 89–93.

La experiencia obtenida con la adquisición y el procesamiento de este conjunto de datos indicó que la aplicación de un procedimiento mejorado de generación de imágenes sísmicas azimutales, tal como la técnica Coil Shooting, constituiría un aporte importante para los desafíos geológicos y geofísicos del área.

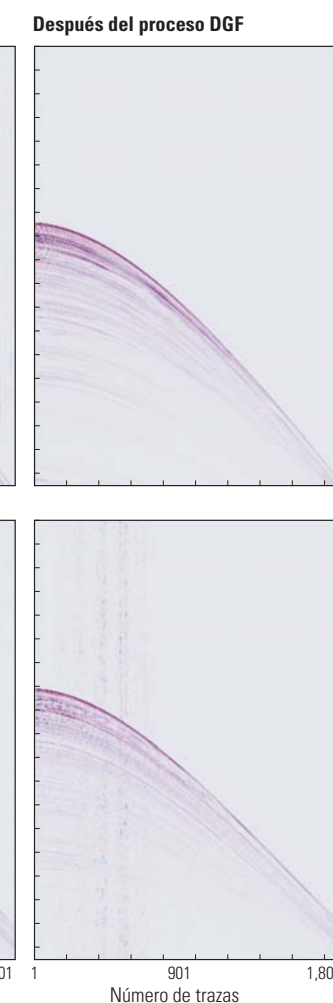
Durante la ejecución del levantamiento NAZ, se observaron fuertes corrientes localizadas que se creyeron relacionadas con la característica ondulante del lecho marino. Estas corrientes permitieron probar el sistema de orientación del cable sísmico Q-Marine y además constituyeron otra oportunidad de aprendizaje para la prueba subsiguiente con la tecnología Coil Shooting. Su intensidad fue suficiente como para producir la curvatura y la deflexión del tendido de ocho cables sísmicos de 6 km de largo cada uno, incrementando a veces el ángulo de la estela o desviación en más de 15° dentro de los 6 km (página anterior, abajo). A pesar de la intensidad de estas corrientes, el arreglo de cables sísmicos se mantuvo paralelo y bien controlado durante el levantamiento.

TPAO acordó contratar a WesternGeco para que efectuara un levantamiento de prueba en su concesión, utilizando la tecnología Coil Shooting. Como resultado de los compromisos de la embarcación, sólo se disponía de una boca (*slot*) durante cuatro días para la adquisición del volumen de datos de la prueba. Debía obtenerse un diseño de levantamiento apropiado, que permitiera la adquisición eficiente de un conjunto de datos adecuados con fines específicos en este breve marco de tiempo. Para satisfacer los objetivos de la prueba, era necesario que el conjunto de datos poseyera una cobertura azimutal completa y un apilamiento casi completo a través de un área geográfica suficientemente grande como para permitir la generación de una imagen migrada en 3D, adecuada para el análisis y la comparación con los datos del levantamiento NAZ.

La geometría modelada para la prueba previa del Golfo de México consistió en una serie de círculos que se desplazaban lateralmente a lo largo de una distancia fija. Este diseño no es eficiente para un área de prueba pequeña. Por consiguiente, se requería una solución innovadora para lograr rápidamente la cobertura de un área pequeña, con una cobertura azimutal completa y un apilamiento alto. Una de las propuestas consistió en que la embarcación siguiera el esquema de los bordes de los pétalos de una flor, tal como una dalia. El diseño finalmente seleccionado para la prueba del Mar Negro fue una “media dalia,” compuesta por nueve bucles circulares que rotaban alrededor de un punto fijo. Se esperaba que este diseño proveyera un área de 2 km x 5 km [1.3 milla x 3.1 millas] de

cobertura adecuada, dentro del marco temporal asignado.

Los datos de la prueba de Kozlu fueron adquiridos con la técnica Coil Shooting en tres días de diciembre de 2007, empleando la embarcación sísmica *Western Monarch*. Al igual que con los datos de la prueba del Golfo de México y los proyectos Coil Shooting posteriores, se observó que los niveles de ruido presentes en los datos de campo fluctuaban considerablemente dentro de cada uno de los nueve círculos registrados (arriba). La experiencia obtenida hasta la fecha indica que el remolque de un cable sísmico en una trayectoria curva incrementa los niveles de ruido promedio, en comparación con las operaciones de registro efectuadas en línea recta. Una de las lec-

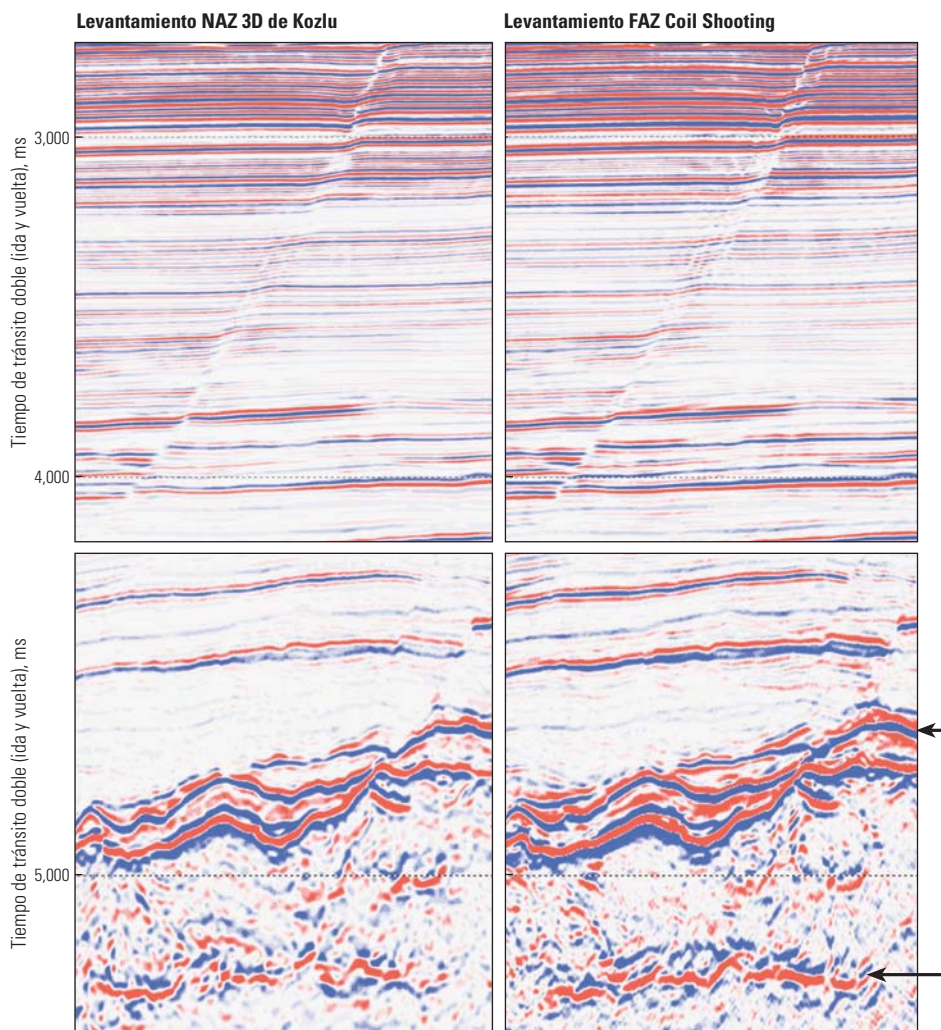


^ Datos de campo de la región Kozlu. En el extremo superior izquierdo se muestra un registro con niveles de ruido bajos. En el extremo inferior izquierdo se muestra otro registro cuyos niveles de ruido son altos. La primera línea curva por debajo de 2.6 segundos en la traza cercana (izquierda), corresponde a la reflexión del fondo del agua. En un ambiente perfectamente libre de ruido, las amplitudes por encima de esta traza serían cero. A la derecha se encuentran los mismos dos registros posteriores a la formación de grupos digitales (DGF) que atenúa considerablemente el ruido. La reducción posterior de los niveles de ruido se logra durante las etapas de procesamiento subsiguientes.

ciones aprendidas con la prueba de Kozlu, y sustentadas con otros proyectos Coil Shooting, es que la dirección de las corrientes produce un impacto significativo sobre la forma y el momento en que se incrementan los niveles de ruido.

Durante la adquisición del conjunto de datos de la prueba de Kozlu, la corriente dominante fluía en una dirección aproximadamente noreste. Se observó que si se remolcaban a través de una porción de un círculo perpendicular a esta corriente, los cables sísmicos se desviaban hacia el noreste. Si se remolcaban con la corriente o en su contra, los cables permanecían cerca de la ruta de la embarcación. La representación gráfica de los niveles de ruido promedio presentes en todos los datos adquiridos en la prueba en función del





▲ Comparación entre el levantamiento 3D NAZ (*izquierda*) y los resultados de la prueba con Coil Shooting (*derecha*). La comparación superior muestra mejores imágenes de las fallas en la sección somera de los datos Coil Shooting. La comparación inferior exhibe mejor continuidad y más detalle en el tope y la base del yacimiento (flechas negras) en los datos Coil Shooting.

azimut entre la fuente y el receptor—aproximadamente la dirección de remolque—indica claramente que éstos alcanzan valores máximos cuando la dirección de remolque es perpendicular a la corriente.

Los datos de campo Q-Marine se registran con sensores unitarios, a intervalos de 3.125 m [10.25 pies], a lo largo de cada cable sísmico. Este espaciamiento es suficientemente pequeño como para muestrear la mayor parte del ruido, permi-

tiendo que sea reconocido y removido con los algoritmos aplicados dentro del proceso DGF. Los tiros con niveles bajos de ruido quedan libres de ruido después del proceso DGF. En el caso de los tiros con niveles más altos de ruido, puede perdurar cierto ruido residual después del proceso DGF; sin embargo, esto se atenúa durante el procesamiento subsiguiente.

Los datos de la prueba efectuada con la técnica Coil Shooting fueron procesados utilizando una secuencia comparable con la secuencia aplicada a los datos NAZ adquiridos previamente, incluyendo la migración en tiempo antes del apilamiento. Al volumen de datos de la prueba se aplicó una nueva tecnología, la predicción general 3D de las múltiples de superficie (GSMP 3D).<sup>13</sup> Este método es efectivo para la atenuación de múltiples, a la vez que se preserva la integridad de la energía primaria. Resulta útil en áreas de geología compleja, tales como las superficies rugosas y

el echado en la dirección perpendicular a la dirección de adquisición, donde las suposiciones geofísicas de muchas otras técnicas de remoción de múltiples (*demultiple*) pierden consistencia. A diferencia de muchos otros algoritmos, la técnica GSMP 3D puede aplicarse a los datos multi-azimutales, como los generados con el método de adquisición Coil Shooting.

La prueba Coil Shooting de la región Kozlu logró sus objetivos. El diseño innovador del levantamiento permitió registrar un conjunto de datos adecuado con fines específicos dentro del tiempo asignado. Además proporcionó conocimientos valiosos sobre los efectos de las corrientes oceánicas sobre los niveles de ruido. El conjunto de datos de la prueba era pequeño y probablemente no incluía un grado suficiente de apertura de migración para generar imágenes precisas de todos los eventos de reflexión. No obstante, los resultados procesados no son inferiores a los del levantamiento NAZ previo (*izquierda*). Los datos Coil Shooting muestran más continuidad en el tope y la base del objetivo representado por un arrecife carbonatado y un mejoramiento de la resolución de las fallas en diversas partes de la sección. Los resultados indican que la adquisición con cobertura azimutal completa mejorará la calidad y la confiabilidad del proceso de generación de imágenes sísmicas en el área.

#### Despliegue completo en Indonesia

En octubre de 2007, WesternGeco presentó la técnica Coil Shooting en la oficina central de Milán de la división E&P de Eni, una compañía con experiencia en diversos proyectos que incluyen la aplicación del proceso de generación de imágenes de cobertura azimutal amplia y cobertura azimutal múltiple, y con antecedentes en materia de diseño y aplicación de técnicas innovadoras de adquisición de datos marinos. El equipo geofísico de la división E&P de Eni reconoció de inmediato las ventajas de la tecnología y trabajó para identificar una localización adecuada donde pudiera esperarse que la técnica resolviera, mejor que otras, los desafíos planteados por el proceso de generación de imágenes sísmicas. Finalmente, la compañía eligió la estructura del Campo Tulip, situado en el bloque Bukat de su contrato de participación en la producción en el área marina de Indonesia.

El Campo Tulip exhibe una geología compleja y el objetivo posee un bajo nivel de impedancia de ondas P, y, por ende, sólo un nivel débil de reflectividad sísmica. Por el contrario, el lecho marino es intensamente reflectivo y en toda el área del levantamiento existe un reflector simulador del fondo (BSR).<sup>14</sup> Algunas partes de los datos sísmicos 2D existentes muestran hasta seis reverberaciones del lecho marino y las múltiples relacionadas con el

13. Moore I y Dragoset B: "General Surface Multiple Prediction: A Flexible 3D SRME Algorithm," *First Break* 26 (Septiembre de 2008): 89–100.

14. Un reflector simulador de fondo (BSR) es una reflexión sísmica que a menudo se ve en las secciones sísmicas de las áreas de aguas profundas. Los estudios indican que se debe fundamentalmente al contraste de impedancia acústica presente en las áreas en las que el gas libre se encuentra atrapado en la base de una zona de estabilidad de hidratos de gas.

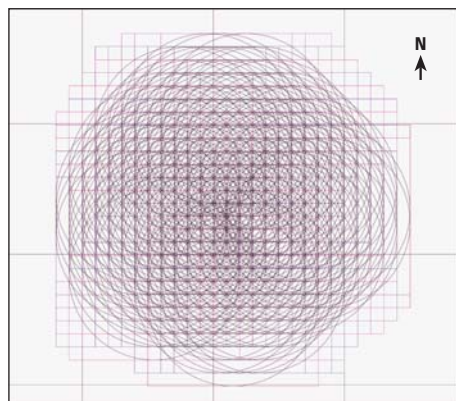
15. NORSAR-3D es un producto de NORSAR.

reflector BSR, que contaminan las reflexiones primarias débiles. La topografía del fondo marino es intensamente ondulante, con dorsales y cañones. Las anomalías cercanas al lecho marino crean difracciones que se propagan a través de la sección. Además, la presencia en los estratos de sobrecarga de un BSR que corresponde a hidratos de gas, atenúa la energía de las ondas P oscureciendo la geología infrayacente.

Un equipo de geofísicos de Eni y WesternGeco evaluó las posibles configuraciones de adquisición de datos sísmicos con cables remolcados, empleando un modelo estructural del Campo Tulip basado en la información existente, incluyendo la batimetría, los datos sísmicos 2D y un modelo de velocidad-profundidad 3D. El equipo comparó la iluminación sísmica del subsuelo en términos de ángulos de incidencia y azimut, que se obtendría con una geometría Coil Shooting; los levantamientos NAZ convencionales, considerando cuatro direcciones de registro diferentes; y la adquisición con cobertura azimutal múltiple (MAZ), que es la combinación de varios levantamientos NAZ registrados en diferentes direcciones (*derecha, extremo superior*). Las opciones WAZ y RAZ con múltiples embarcaciones no se consideraron porque era importante registrar los desplazamientos cercanos para generar imágenes del lecho marino ondulante.

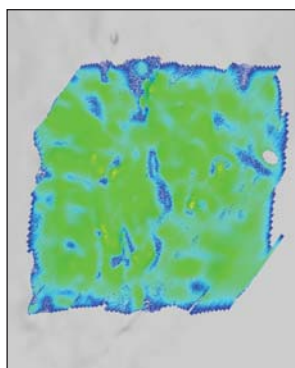
La conclusión extraída del estudio fue que un levantamiento Coil Shooting proveería la mejor iluminación sísmica de los objetivos. Como resultado, Eni Indonesia, en nombre de Bukat Joint Venture, adjudicó a WesternGeco el primer levantamiento comercial del mundo con cobertura azimutal completa y cables remolcados, que utilizó esta técnica. Se utilizó la embarcación sísmica *Geco Topaz* para realizar el levantamiento de 563 km<sup>2</sup> [220 millas<sup>2</sup>]

#### Plan del levantamiento del Campo Tulip

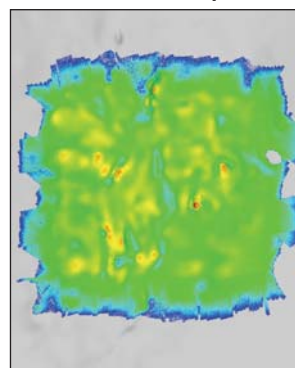


^ Posiciones planificadas de las fuentes para el levantamiento del CampoTulip. El plan del levantamiento requería que la embarcación navegara a lo largo de 145 círculos cubriendo el área del levantamiento.

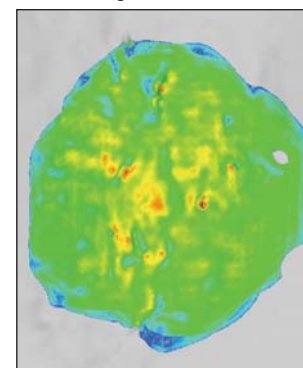
Adquisición NAZ con azimut de 35°



Adquisición MAZ con azimuts de 35°, 80°, 125° y 170°

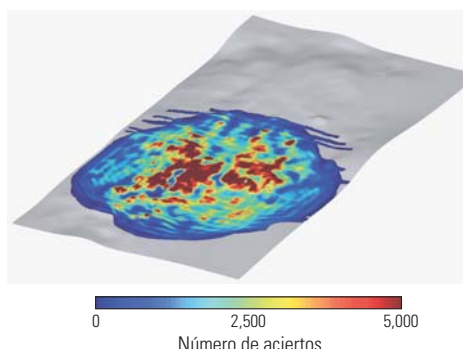


Adquisición Coil Shooting

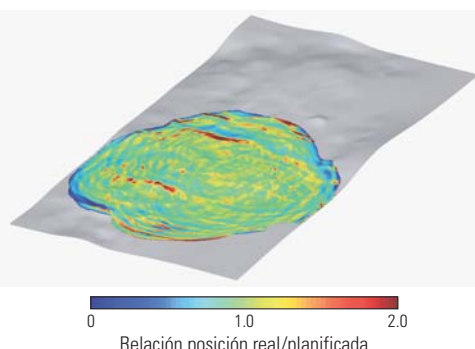


1 Número de trazas 1,180

^ Pruebas de iluminación sísmica previas al levantamiento para el proyecto Tulip. El software NORSAR-3D fue utilizado para pronosticar la iluminación sísmica de un objetivo del subsuelo. Los colores representan el número de trazas modeladas en cada una de las partes del horizonte objetivo y varían del azul (abajo) al rojo (arriba). Las áreas del objetivo son iluminadas en forma deficiente con el método de adquisición convencional de cobertura azimutal estrecha (*izquierda*). La adquisición con cobertura azimutal múltiple en cuatro direcciones (*centro*), provee mucha mejor iluminación pero implica cuadruplicar el esfuerzo de adquisición respecto del de geometría convencional. La adquisición con la técnica Coil Shooting (*derecha*) ilumina el objetivo en forma efectiva y es más eficiente a la hora de registrar.



0 2,500 5,000  
Número de aciertos



0 1.0 2.0  
Relación posición real/planificada

^ Control de la calidad de la iluminación sísmica a bordo. A medida que se adquirían los datos en el Campo Tulip, se utilizaron las posiciones reales de las fuentes y los receptores para modelar la iluminación del horizonte objetivo del subsuelo utilizando el software NORSAR-3D. La gráfica de la izquierda muestra el número de trazas modeladas para el horizonte en cada porción del área del levantamiento, cuyo color varía de azul (abajo) a rojo (arriba). La gráfica de la derecha muestra la relación entre la cobertura real y la cobertura planificada. Un valor de 1 (verde) significa que la cobertura se ajusta al plan del levantamiento. El rojo indica una cobertura mayor que la planificada. Las áreas de color azul oscuro implican una cobertura menor que la planificada. En base a esto, se adquirieron algunos datos de "relleno" adicionales, a través de las áreas de baja cobertura existentes dentro del área principal del levantamiento y lejos del margen, donde se prevé que el apilamiento será variable.

en agosto y septiembre de 2008, equipada con ocho cables sísmicos marinos, de 6 km de largo cada uno, separados por una distancia de 100 m uno de otro (*izquierda*).

Debido a las corrientes oceánicas y a otros factores, el proceso de adquisición no puede ajustarse exactamente a las posiciones planificadas de las fuentes y los receptores, de manera que la cobertura real del subsuelo fue monitoreada a medida que avanzaba el levantamiento. En la evaluación previa al levantamiento se utilizó el paquete de modelado comercial NORSAR-3D para evaluar

la iluminación sísmica del objetivo del subsuelo a partir de las geometrías de adquisición sísmicas planificadas.<sup>15</sup> El mismo paquete se utilizó a bordo de la embarcación *Geco Topaz*, durante la etapa de adquisición, para modelar la iluminación sísmica en base a las posiciones reales de las fuentes y los receptores (*arriba*). La comparación de la iluminación sísmica prevista, a partir de las posiciones planificadas versus las posiciones reales, puso de relieve las deficiencias de cobertura que requerían la adquisición de datos adicionales, conocidos como "líneas de relleno."



Los datos de campo exhiben bajos niveles de ruido, lo que aumenta la confiabilidad en cuanto a que la adquisición de datos durante el remolque de los cables en una trayectoria circular no compromete la calidad de los datos (derecha). El levantamiento del Campo Tulip, realizado con la técnica Coil Shooting, fue concluido en 49 días. En comparación, se pronosticó que un levantamiento MAZ con tres azimuts requeriría 60 días y otro con cuatro azimuts 75 días (próxima página, arriba).

#### Estudio y prueba de diseño del levantamiento de Noruega

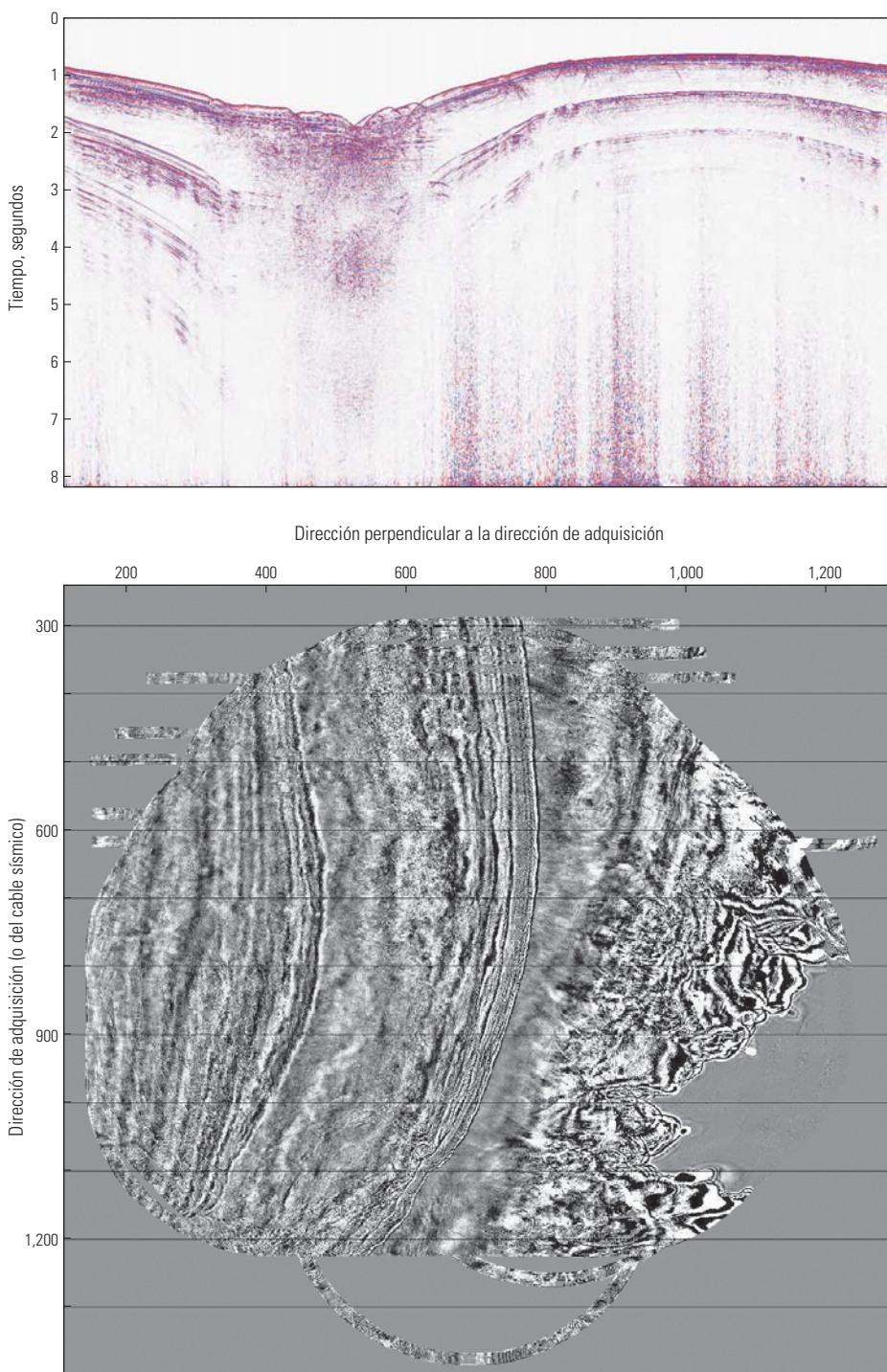
StatoilHydro incluyó la opción Coil Shooting en un estudio de simulación efectuado durante el año 2008, el cual se empleó para discernir si una geometría de adquisición con cobertura azimutal completa o amplia podría resolver los desafíos planteados en la generación de imágenes sísmicas en su Campo Heidrun, situado en el Mar de Noruega, en un tirante de agua de 350 m [1,150 pies], a 100 km [62 millas] de la costa de Noruega.<sup>16</sup> El Campo Heidrun fue puesto en operación en el año 1995, y su producción en el año 2006 se estimó en 3 millones de m<sup>3</sup> [106 MMpc] de gas y 22,260 m<sup>3</sup> [140,000 bbl] de petróleo por día.

El yacimiento está compuesto por areniscas de edad Jurásico Temprano y Medio, ubicadas a una profundidad de casi 2,300 m [7,500 pies] debajo de la Discordancia Cretácica de la Base (BCU). El yacimiento se encuentra intensamente fallado y algunas porciones del campo no se conocen totalmente debido a los problemas de generación de imágenes. En particular, existe un rasgo en forma de domo en un área que produce una imagen intensamente perturbada. Una explicación para la presencia de este domo es que está formado por un diapiro salino, cuyo origen corresponde a estructuras salinas del Triásico. Otro problema asociado con la generación de imágenes es que, en ciertas áreas del campo, las direcciones de las fallas y del echado debajo de la BCU son poco claras y contradictorias. A pesar de las diversas camadas de datos sísmicos, no ha sido posible obtener una imagen sísmica clara de estas áreas complejas. Un levantamiento con sismómetro de fondo oceánico (OBS) proporcionó un proceso mejorado de atenuación de las múltiples causadas por las intensas variaciones de impedancia presentes alrededor del domo, que la lo-

grada con los levantamientos convencionales con cables sísmicos remolcados. La geometría de un levantamiento OBS provee los datos de una gama completa de azimuts, pero a un costo significativa-

mente más elevado que un levantamiento con cables sísmicos remolcados.

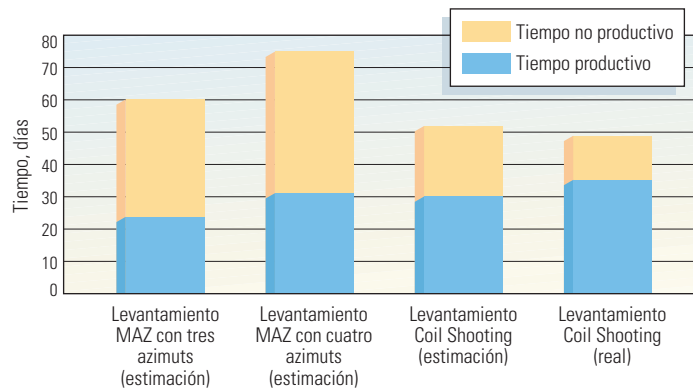
Los científicos generaron un modelo geológico 3D, que cubría un área rectangular de aproxima-



Visualizaciones del control de calidad (QC) a bordo para el levantamiento Tulip. La sección apilada tipo "pie bin" (extremo superior) del ejemplo, producida durante la adquisición en círculo, es continua: si se hace rodar sobre un cilindro, el comienzo y el final de la sección coinciden. El corte de tiempo correspondiente a 2 segundos (extremo inferior) se extrajo del volumen apilado de control de calidad 3D, construido a bordo durante la adquisición. Esta visualización se efectuó después de registrar aproximadamente un 90% de los círculos programados.

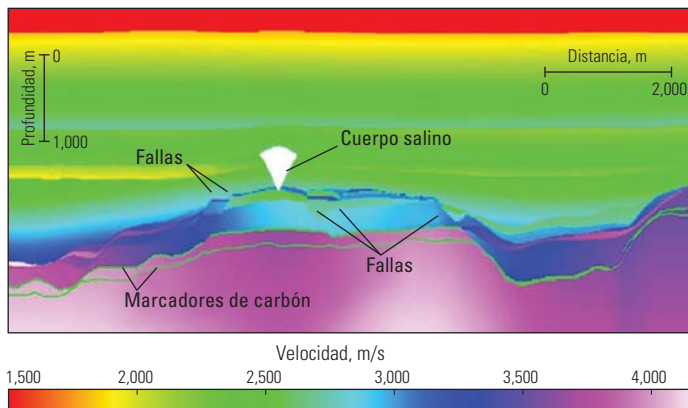
16. Houbiers M, Arntsen B, Thompson M, Hager E, Brown G y Hill D: "Full Azimuth Seismic Modelling at Heidrun," presentado en la conferencia de PETEX, en Londres, 25 al 27 de noviembre de 2008.





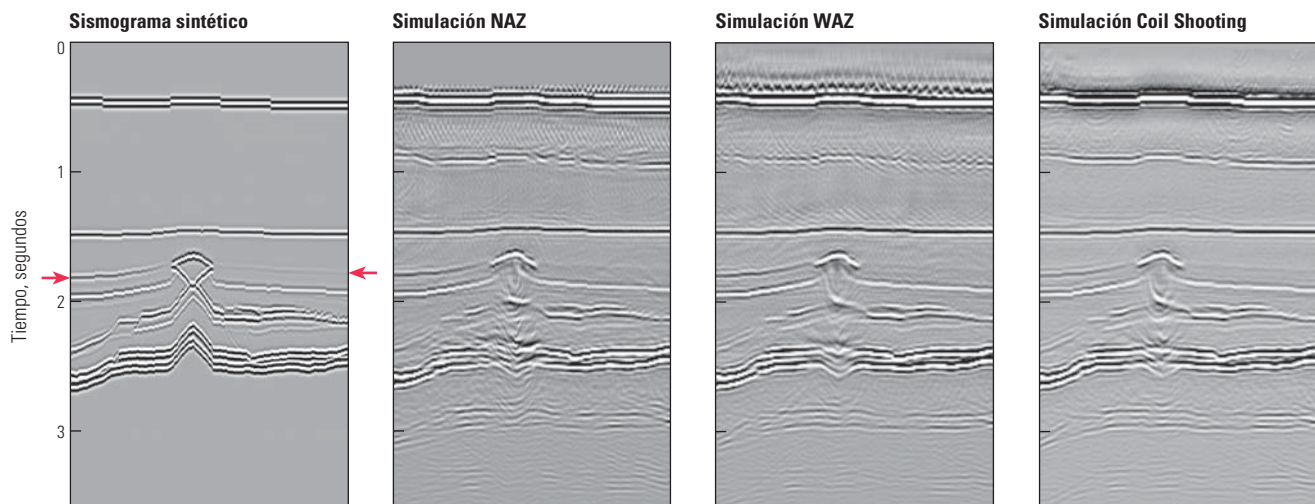
^ Comparación de la duración del proceso de adquisición para las tres geometrías con una sola embarcación consideradas para el levantamiento Tulip. El levantamiento Coil Shooting (*derecha*) fue concluido más rápido que lo previsto y más rápido que las estimaciones correspondientes a los levantamientos MAZ que utilizan una geometría de líneas paralelas con tres o cuatro azimuts.

#### Modelo



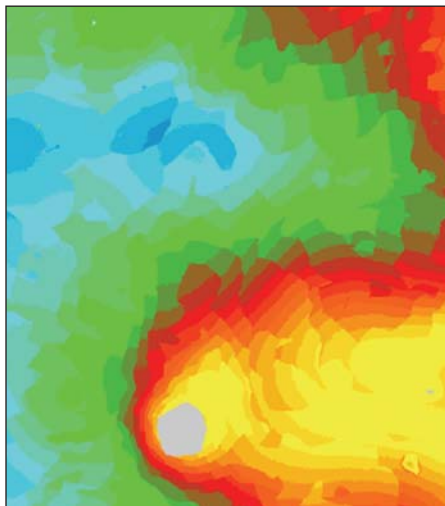
damente 200 km<sup>2</sup> [78 millas<sup>2</sup>] hasta una profundidad de 3,800 m [12,500 pies], para representar el campo (*abajo*). El modelo incluía estratos de sobrecarga con una variación débil de la velocidad lateral, una sección yacimiento fallada y una sección debajo del yacimiento. Las fallas incluidas en la sección yacimiento representan los dos sistemas de fallas principales del campo, los cuales se cruzan entre sí formando un ángulo de aproximadamente 45°. Aparte de dos fallas con un echado promedio más bajo, todas las fallas mostraban un echado promedio de entre 40° y 60°. Por debajo del yacimiento, se incluyeron dos marcadores de carbón delgados, uno de los cuales corresponde a la base del yacimiento. En la posición del domo, se incluyó un cuerpo salino pequeño. A cada capa y a cada subdivisión fallada del modelo estructural se les asignaron valores de densidad y velocidades de ondas P basados en un modelo de migración en profundidad construido a partir de datos sísmicos 3D y datos de pozos.

Se simularon tres tipos de geometrías de adquisición: NAZ convencional; una configuración WAZ con cuatro embarcaciones; y un levantamiento Coil Shooting, utilizando aproximadamente 170 bucles para proveer un rango completo de azimuts de 360° en el área modelada. El modelado se efectuó utilizando un método de migración por ecuación de ondas de propagación unidireccional que incluyó la simulación de las reflexiones múltiples del lecho marino. Los geocientíficos evaluaron los resultados simulados para cada una

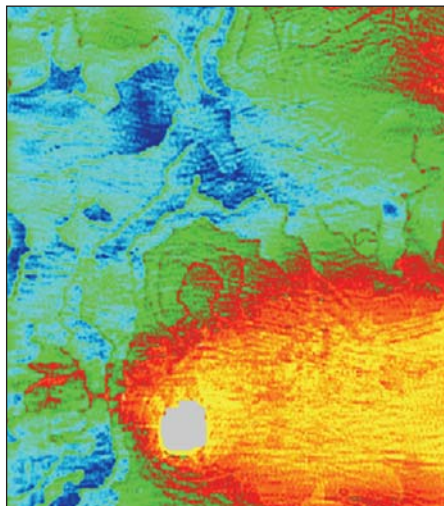


^ Resultados del modelado del Campo Heidrun. El modelo de profundidad-velocidad (*extremo superior*) muestra el yacimiento fallado, los marcadores de carbón y un cuerpo salino pequeño. En los paneles inferiores, el sismograma sintético (*extremo izquierdo*) muestra la reflectividad 1D, sin desplazamiento de la fuente, convolucionada con la ondícula correspondiente a la porción central del modelo. Representa la respuesta sísmica más simple. Obsérvese el abombamiento aparente de los eventos por debajo del cuerpo salino, causado por la alta velocidad de las ondas P presentes en la sal. Este abombamiento desaparece cuando la sección se convierte a profundidad. Las flechas rojas marcan el horizonte utilizado para el análisis de amplitud que se muestra en la figura de la página siguiente. Los datos NAZ simulados (*centro a la izquierda*) exhiben cierta distorsión de las reflexiones del yacimiento debajo del cuerpo salino. Los datos WAZ (*centro a la derecha*) y Coil Shooting (*derecha*) poseen mejor continuidad y mejores imágenes sísmicas de los eventos de inclinación pronunciada. En las tres simulaciones se incluyen las múltiples causadas en la superficie del mar.

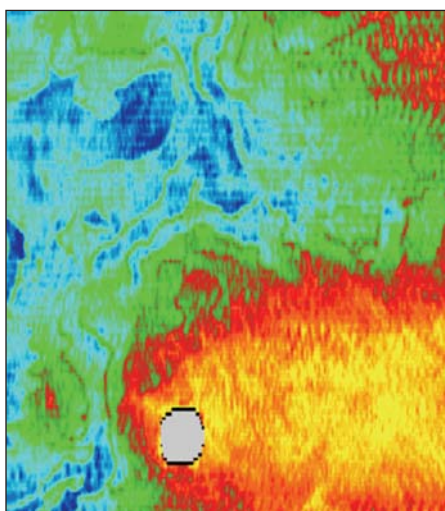
Sismograma sintético



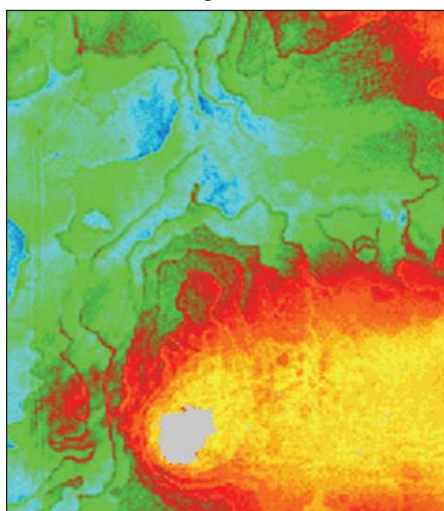
Simulación NAZ



Simulación WAZ



Simulación Coil Shooting



^ Amplitudes de los horizontes modelados del Campo Heidrun. Las amplitudes se extrajeron mediante el autorastreo del pico de amplitud presente en el horizonte marcado con las flechas rojas en la figura anterior. Las amplitudes en los datos Coil Shooting simulados (*extremo inferior derecho*) se ajustan a las amplitudes de la sección sísmica sintética (*extremo superior izquierdo*) mejor que las geometrías NAZ (*extremo superior derecho*) y WAZ (*extremo inferior izquierdo*).

de las geometrías de adquisición, comparando las secciones verticales modeladas y además mapas de la amplitud pico extraída de uno de los horizontes de los estratos de sobrecarga ([arriba](#)).

En comparación con los resultados de los levantamientos WAZ y Coil Shooting, el diseño NAZ exhibió más ruido, especialmente en torno a las fallas pronunciadas y en las zonas en las que el lecho marino presenta pequeños baches o montículos.

Los resultados NAZ poseen además transformaciones artificiales debajo de la sal, que eran más anómalas. La configuración NAZ exhibió echados contradictorios, resultantes de la contaminación con la energía de las múltiples. La reflexión múltiple del lecho marino y las múltiples de los marcadores de carbón resultaron mejor atenuadas en los diseños WAZ y Coil Shooting que en el diseño NAZ. Un flanco pronunciado de la estructura, visible en

los diseños WAZ y Coil Shooting, fue invisible en la geometría NAZ. Este flanco también resultó invisible cuando el modelado se efectuó sin las múltiples. Las transformaciones artificiales relacionadas con la huella del proceso de adquisición pueden verse en la porción somera de los datos WAZ y, en menor medida, en el diseño NAZ. Los resultados Coil Shooting exhiben una huella de adquisición más reducida.

La geometría Coil Shooting mostró amplitudes más consistentes a lo largo del horizonte analizado que el diseño NAZ o WAZ, y estas amplitudes fueron comparables con los valores esperados del coeficiente de reflexión en ese horizonte. El estudio permitió arribar a la conclusión de que un diseño de levantamiento con un rango de azimuts incrementado y un mayor apilamiento permitiría la generación de imágenes de los flancos de inclinación pronunciada, que son invisibles en un diseño NAZ. Este tipo de levantamiento produciría además menos transformaciones artificiales, mejor supresión del ruido y mejor atenuación de las reflexiones múltiples. El estudio indicó que un diseño Coil Shooting proveería además amplitudes más consistentes y precisas.

Para validar las conclusiones del ejercicio de modelado, StatoilHydro adquirió un conjunto de datos de prueba Coil Shooting sobre el campo. La embarcación sísmica *Western Monarch* registró los datos durante un período de cuatro días, en septiembre de 2008. El diseño del levantamiento se asemejaba a la disposición de los pétalos de la dalia, con 18 bucles que se cruzaban entre sí sobre el área objetivo ([próxima página, arriba](#)). Los bucles son levemente irregulares para evitar las obstrucciones superficiales presentes en el área, incluyendo una plataforma de cables tensados y dos boyas de carga. También se adquirió una línea recta para proveer ciertos azimuts pasados por alto a causa de las obstrucciones. La geometría del levantamiento de prueba fue diseñada para proveer aproximadamente 3 km x 3 km de datos de amplio apilamiento y cobertura azimutal completa, más suficiente apertura adyacente para proporcionar imágenes migradas 3D que pudieran compararse con los levantamientos sísmicos previos y los resultados del modelado. En el momento de la redacción de este artículo, los datos estaban siendo procesados en preparación para este análisis.

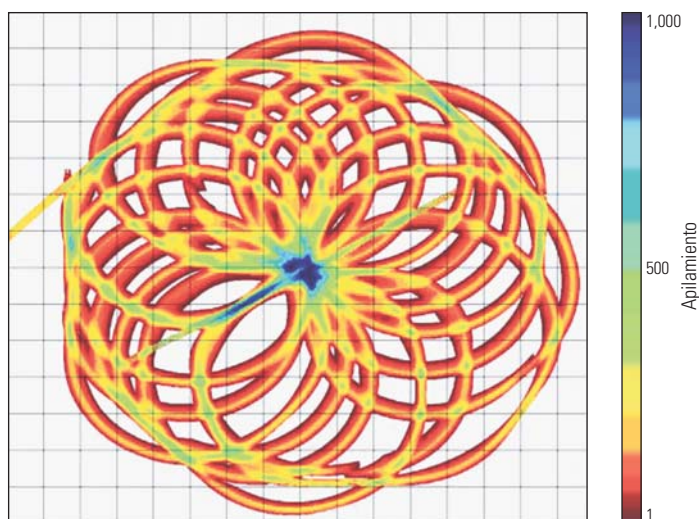


## Potencial mundial

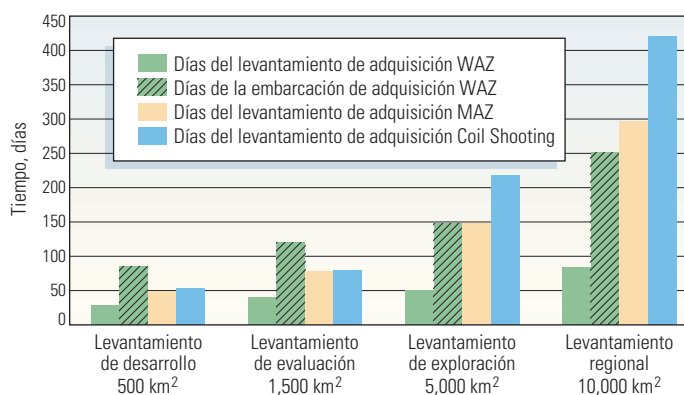
Se ha demostrado que las técnicas sísmicas con cobertura azimutal amplia y cobertura azimutal rica ofrecen imágenes superiores del subsuelo y mejor atenuación del ruido coherente y de las múltiples que las técnicas de adquisición convencionales con cobertura azimutal estrecha. La experiencia adquirida a partir de los experimentos que comenzaron en el año 2006, incluyendo el primer despliegue comercial en 2008, indica que la técnica Coil Shooting es un método altamente eficiente y efectivo de adquisición de datos con un rango de azimuts de 360° a través de todo el rango de desplazamiento sobre un área de levantamiento. Una ventaja clave de la técnica es que requiere sólo una embarcación, lo cual elimina la necesidad de desplegar embarcaciones fuente y embarcaciones de remolque de cables sísmicos adicionales. Esto resulta particularmente atractivo para la adquisición de conjuntos de datos 3D, de pequeños a medianos, o para proyectos implementados en áreas remotas donde probablemente no resulte práctico movilizar varias embarcaciones sísmicas al mismo tiempo.

En el caso de levantamientos muy grandes, el despliegue de múltiples embarcaciones puede constituir una opción más efectiva porque cada tiro es registrado por un gran número de cables sísmicos (*derecha*). Los levantamientos con múltiples embarcaciones que lleva a cabo WesternGeco en el Golfo de México, habitualmente despliegan un total de 20 cables sísmicos marinos, mientras que para los proyectos Coil Shooting típicos se emplean 10 cables sísmicos. En la práctica, es probable que pocos levantamientos sean suficientemente grandes para garantizar el despliegue de numerosas embarcaciones, y éstas sólo resultarán prácticas en áreas intensamente activas tales como el Golfo de México.

En comparación con un levantamiento MAZ con tres azimuts y una sola embarcación, para la misma distancia de navegación, la moderna tecnología Coil Shooting ofrece más tiros, genera imágenes de un área más grande y produce un mejor muestreo del desplazamiento y del azimut. La técnica Coil Shooting provee una solución económicamente efectiva para obtener mejor iluminación sísmica y representar los ambientes geológicos complejos de todo el mundo con imágenes sísmicas de mejor calidad. —JK



^ Geometría de adquisición en el Campo Heidrun. Los datos de la prueba fueron registrados en 18 bucles que se cruzan entre sí, además de una línea recta orientada con un rumbo de aproximadamente 60°. El número de trazas (apilamiento) que se modelan con celdas (*bins*) de 25 x 25 m se codifica en color. El apilamiento aumenta donde los círculos se cruzan y alcanza un valor máximo en el centro del levantamiento.



^ Estimación de la duración de la etapa de adquisición para levantamientos de diversos tamaños. Esta gráfica compara el tiempo previsto, requerido para realizar levantamientos de diferentes tamaños, utilizando tres técnicas: el método Coil Shooting, una geometría MAZ con tres azimuts y una sola embarcación, y una geometría WAZ paralela con embarcaciones múltiples. Las estimaciones para la geometría WAZ, asumen dos embarcaciones de registro y dos embarcaciones fuente. El tiempo previsto para concluir el levantamiento se muestra para las tres geometrías. Para el levantamiento WAZ, la gráfica muestra además "los días de la embarcación," en que el tiempo se incrementa en un factor de tres; una indicación aproximada del costo más elevado en que se incurre con el despliegue de múltiples embarcaciones.



# Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas

Los perforadores hoy confían en su capacidad para alcanzar las reservas sepultadas debajo de miles de metros de sal y agua. Su atención se centra ahora en lograrlo económicamente, no a través de nueva tecnología, sino aprovechando al máximo lo que ya se encuentra disponible.

**Marco Aburto Pérez**  
**Robert Clyde**  
**Piero D'Ambrosio**  
**Riaz Israel**  
**Tony Leavitt**  
**Les Nutt**  
*Houston, Texas, EUA*

**Carl Johnson**  
*Aberdeen, Escocia*

**Don Williamson**  
*Sugar Land, Texas*

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a John Dribus, Nueva Orleans; Jerry Kapoor, Houston; Lisa Stewart, Cambridge, Massachusetts, EUA; Toby Pierce y Andrew Wilde, M-I SWACO, Houston; y Mike Truitt, Sterling Drilling, Houston.

Bit On Seismic, PowerDrive, PowerPulse, Q-Marine, seismicVISION y TerraTek son marcas de Schlumberger. Fann es una marca de Fann Instrument Company. RHELIANT es una marca de M-I SWACO.

1. Para obtener más información sobre los desafíos de las operaciones de producción en aguas profundas, consulte: Amin A, Riding M, Shepler R, Smedstad E y Ratulowski J: "Desarrollo submarino desde el espacio poroso hasta el proceso," *Oilfield Review* 17, no. 1 (Verano de 2005): 4-19.





^ Formaciones salinas en aguas profundas. Este mapa muestra diversas áreas con objetivos exploratorios subsalinos potenciales (blanco). El crecimiento inicial de la actividad en las regiones de aguas profundas ha tenido lugar en el denominado triángulo de oro del Golfo de México, Brasil y, más recientemente, África Occidental. Estas áreas establecidas seguirán recibiendo la mayor parte de la inversión de capital en aguas profundas, concentrando aproximadamente un 85% de la actividad en los próximos 5 a 10 años. No obstante, las áreas de frontera y las áreas emergentes—que en su mayoría son al menos parcialmente subsalinas—han convertido a la exploración en aguas profundas en un fenómeno global.

En la década de 1990, la industria petrolera descubrió que más allá de las plataformas continentales, debajo de miles de metros de agua, yacían inmensas reservas de hidrocarburos. En busca de esa recompensa, los contratistas e ingenieros de perforación se confrontaron con obstáculos tecnológicos nunca antes experimentados, al encontrarse con un entorno operativo que les resultaba casi tan ajeno como lo habían sido las distancias espaciales para los ingenieros aeronáuticos de la década de 1950. Con el tiempo, el esfuerzo se volvió aún más desalentador al descubrirse que estas zonas productivas estaban cubiertas por vastos y espesos mantos de sal que desafiarían las prácticas de perforación y terminación de pozos comúnmente aceptadas.

Por ejemplo, en tirantes de agua (profundidades del lecho marino) de más de 2,286 m [7,500 pies], el reemplazo de miles de metros de estratos de sobrecarga por agua se traduce en márgenes extremadamente estrechos entre el gradiente de fractura y el de presión de poro, que se manifiestan en las primeras etapas de la perforación. Para alcanzar la profundidad objetivo bajo tales condiciones con la tecnología disponible en los primeros días de la perforación en aguas ultra profundas, se requería la utilización de sargas de revestimiento múltiples, cada vez más pequeñas, a fin de poder controlar la presión de poro manteniendo simultáneamente la presión hidrostática del lodo por debajo de la presión de fractura de la formación. La configuración de pozos resultante a menudo in-

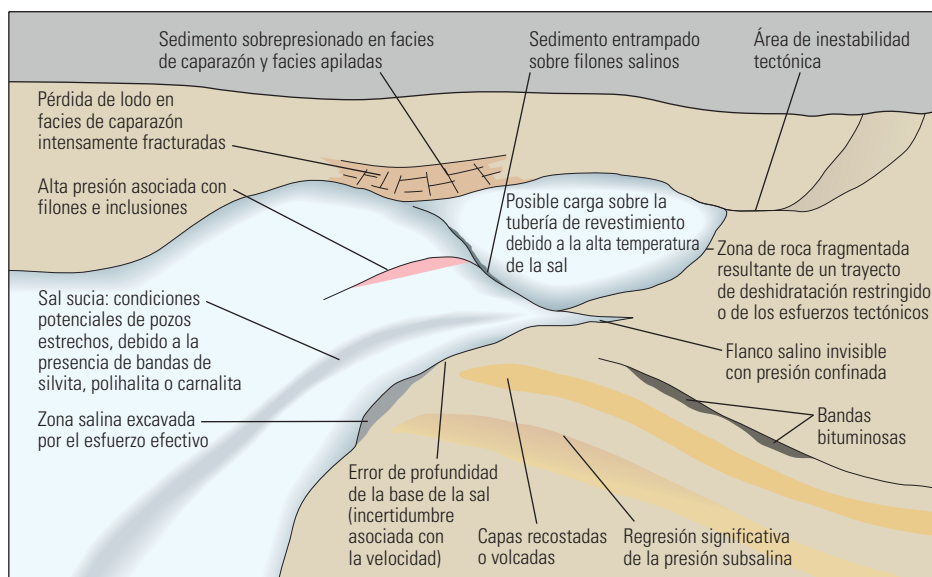
cluía una sarga de producción que era demasiado estrecha para alojar los volúmenes de producción deseados. En otras palabras, la industria podía penetrar estas reservas pero no explotarlas con los regímenes suficientes para justificar la inversión en semejante esfuerzo.

Los equipos de perforación capaces de manipular suficientes tuberías, tubos ascendentes, fluidos de perforación y cemento para perforar y terminar los pozos en tales tirantes de agua no eran comunes. La química de la industria petrolera fue llevada hasta sus límites como consecuencia de la necesidad de contar con fluidos de perforación y terminación de pozos que pudieran superar un cambio de temperatura repentino a medida que eran bombeados desde la superficie hasta condiciones cercanas al punto de congelación presentes en el lecho marino, y luego hasta las temperaturas de yacimientos profundos. De un modo similar, los fluidos producidos tenían que fluir desde un yacimiento del subsuelo hasta un cabezal de pozo bañado en las aguas heladas del fondo marino y a través de kilómetros de líneas de flujo de fondo oceánico, hasta llegar a las instalaciones de producción que a veces se encontraban a varios kilómetros de distancia, creando problemas de aseguramiento del flujo sin precedentes.<sup>1</sup>

El peso variable de la cubierta, la logística de la cadena de suministro y una diversidad de otros procesos operativos marinos estándar fueron alterados significativamente como resultado de la distancia existente entre la costa y la profundidad

extrema del agua, una vez que las operaciones trascendieron los límites de las plataformas continentales de todo el mundo. Con el tiempo, la mayoría de estos problemas se abordaron a través de innovaciones tales como las tuberías de revestimiento expansibles sólidas, las líneas de flujo calentadas, la química avanzada y la construcción de embarcaciones de perforación gigantes. Pero, para los ingenieros de perforación, una de las nuevas realidades más desalentadoras de la vida en aguas profundas fue el haber percibido que gran parte de la recompensa se encontraba alojada debajo de domos salinos macizos (arriba).

Antes de la intensificación del interés en la perforación de estructuras subsalinas, según la sapiencia aceptada entre los ingenieros de perforación, la mejor forma de abordar los intervalos salinos era evitándolos. Las operaciones de perforación en estas formaciones se consideraban tan atestadas de riesgos que los contratos llave en mano estándar—aquellos según los cuales los contratistas reciben una suma global por perforar hasta una profundidad acordada—contenían como rutina una cláusula que los convertía en contratos estándar por una tarifa diaria si se encontraba sal. En virtud de la mayoría de los acuerdos, los cálculos de tiempo—utilizados para el pago de primas o cobro de sanciones—también se suspendían a partir del momento en que se ingresaba en una estructura salina hasta que la barrena salía de su base y la tubería de revestimiento se asentaba en la formación.



^ Riesgos potenciales de perforación en la sal y sus adyacencias. Las oportunidades de que surjan problemas a la hora de perforar, atravesar y salir de los domos salinos son muchas, y provienen esencialmente de la tendencia al movimiento propia de la sal. La capacidad limitada de la industria para generar imágenes de la sal puede conducir a cálculos erróneos de la profundidad de la base de la estructura salina y a encuentros inesperados con zonas de presión elevada o reducida dentro y debajo de la sal.

Las dificultades encontradas durante la perforación de estas secciones son función de las características singulares de la sal. Los mantos salinos conservan una densidad relativamente baja aún después del sepultamiento. Dado que otras formaciones que se encuentran a una profundidad equivalente o mayor, incrementan su densidad con el tiempo a medida que se agregan estratos de sobrecarga, los mantos salinos tienden a ser menos densos que las formaciones que se encuentran cerca o

debajo de los mismos. Si los sedimentos suprayacentes ofrecen poca resistencia a la migración de la sal, como suele ocurrir en el Golfo de México, la sal se eleva. Este movimiento genera una zona de roca fragmentada, difícil de modelar, en la base y los flancos de la estructura salina (arriba). Debido a que las presiones de poro, los gradientes de fractura, y la existencia y el alcance de las fracturas naturales son difíciles de pronosticar, el control de pozos es altamente problemático cuando se sale de la base de la estructura salina (véase “La recompensa que yace bajo la sal,” página 4).

La penetración de la sal con un pozo también plantea un desafío único. Bajo condiciones de esfuerzo constante y sostenido, la sal se deforma significativamente en función del tiempo, de las condiciones de carga y de sus propiedades físicas.<sup>2</sup> Este fenómeno, conocido como escurrimiento, permite que la sal fluya hacia el interior del pozo para reemplazar el volumen removido por la barrena de perforación. Especialmente a temperaturas elevadas, esta invasión puede ocurrir con la rapidez suficiente como para causar el atascamiento de la columna de perforación, obligando finalmente al operador a abandonar el pozo o desviarlo.

Otra consideración para los ingenieros, es que los niveles de impacto y vibración propios del ambiente de perforación de fondo de pozo pueden volverse agudos durante la penetración de secciones salinas. Esto puede atribuirse a la deficiencia de la selección de las herramientas y del diseño del arreglo de fondo (BHA), al diseño inapropiado

del fluido de perforación, a la presencia de intervalos salinos delgados o laminados, al proceso de escurrimiento de la sal, y a la existencia de parámetros de perforación menos que óptimos, tales como el peso sobre la barrena (WOB) o la velocidad de rotación.<sup>3</sup>

Por otro lado, si bien la sal es más dura que la mayoría de las formaciones y, por consiguiente, más difícil de perforar, sus características singulares como roca ofrecen ciertas ventajas para los perforadores. Por ejemplo, las sales poseen comúnmente un gradiente de fractura alto que permite perforar tramos de pozo más largos entre las profundidades de entubación. Su baja permeabilidad, además de constituir un mecanismo confiable de entrapamiento de hidrocarburos, elimina virtualmente los problemas usuales de control de pozo que surgen durante la perforación de formaciones más permeables.<sup>4</sup>

Para extraer el máximo provecho de estas ventajas, minimizando al mismo tiempo los inconvenientes propios de la sal, los ingenieros de perforación han recurrido a una combinación de herramientas existentes. Las barrenas compactas de un compuesto policristalino de diamante (PDC), los ensanchadores concéntricos y los sistemas rotativos direccionales (RSS), originariamente implementados en conjunto con el objetivo de ser utilizados en los pozos de alcance extendido, han sido adaptados para satisfacer las necesidades específicas de las operaciones de perforación y direccionamiento a través de estructuras salinas macizas.

En este artículo se analiza de qué manera los ingenieros han aprovechado éstas y otras herramientas, los métodos de procesamiento sísmico y el manejo de los fluidos de perforación para que las secciones salinas macizas presentes en los plays de aguas profundas dejen de ser el adversario tradicional para convertirse en aliadas. Además, se analiza cómo se logró este objetivo, satisfaciendo al mismo tiempo las demandas económicas y técnicas especiales de las operaciones de desarrollo en aguas profundas. Si bien se están explorando formaciones subsalinas de aguas profundas frente a las costas de Canadá, Brasil, África Occidental, y en otros lugares, este artículo se centra principalmente en el Golfo de México, donde el esfuerzo ha alcanzado más madurez y el play subsalino ha pasado de la etapa de exploración a la de producción.

### Una mejor visualización

Entre los problemas más críticos encontrados a la hora de perforar yacimientos alojados debajo de estructuras salinas, caben destacar la localización y el ángulo de salida del pozo. En el Golfo de México, los ingenieros de perforación prefieren salir de la sal donde el contacto existente entre la base

2. Poiate E, Costa AM y Falcão JL: “Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin—Brazil,” artículo IADC/SPE 99161, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Miami, Florida, EUA, 21 al 23 de febrero de 2006.
3. Israel RR, D’Ambrosio P, Leavitt AD, Shaughnessey JM y Sanclemente J: “Challenges of Directional Drilling Through Salt in Deepwater Gulf of Mexico,” artículo IADC/SPE 112669, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las IADC/SPE, Orlando, Florida, 4 al 6 de marzo de 2008.
4. Leavitt T: “BHA Design for Drilling Directional Holes in Salt in Deepwater Gulf of Mexico,” presentado en la 19a Conferencia y Exhibición Internacional de Tecnología Marina de Aguas Profundas, Stavanger, 10 al 12 de octubre de 2007.
5. Para obtener más información sobre los levantamientos Q-Marine con cobertura azimutal amplia y cobertura azimutal rica, consulte: Camaro Alfaro J, Corcoran C, Davies K, Gonzalez Pineda F, Hampson G, Hill D, Howard M, Kapoor J, Moldoveanu N y Kragh E: “Reducción del riesgo exploratorio,” *Oilfield Review* 19, no. 1 (Verano de 2007): 26–43.
6. Para obtener más información sobre los levantamientos sísmicos de pozos, consulte: Blackburn J, Daniels J, Dingwall S, Hampden-Smith G, Leanev S, Le Calvez J, Nutt L, Menkiti H, Sánchez A y Schinelli M: “Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical,” *Oilfield Review* 19, no. 3 (Invierno de 2007/2008): 20–37.



Imagen con cobertura azimuthal estrecha y procesamiento completo

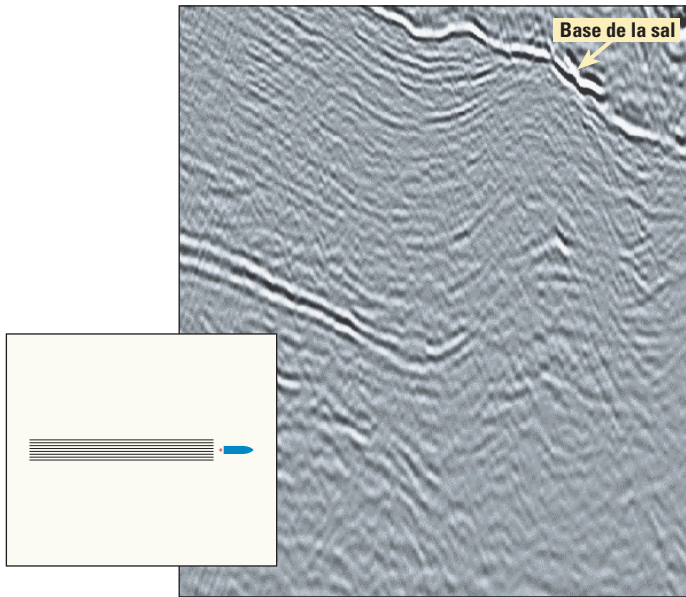
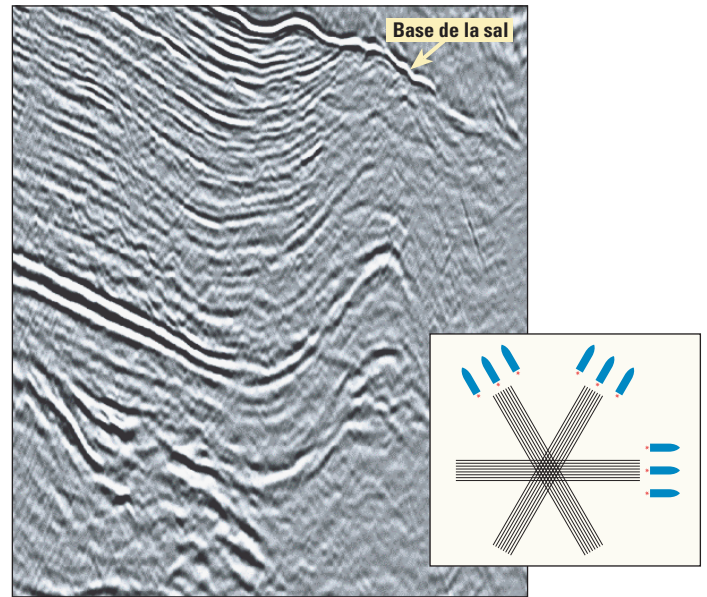


Imagen con cobertura azimuthal rica y procesamiento básico



^ Imágenes mejoradas de las capas subsalinas. La imagen con cobertura azimuthal estrecha (*izquierda*) muestra ciertas indicaciones de la presencia de capas inclinadas debajo de la sal; sin embargo, la imagen con cobertura azimuthal rica (*derecha*) ilumina claramente las capas situadas debajo de la sal. Las configuraciones correspondientes a cada levantamiento se encuentran contiguas a las imágenes sísmicas.

de la sal y los sedimentos subyacentes posee un echado (buzamiento) bajo, porque la zona de roca fragmentada tiende a ser más estable allí que en los flancos de inclinación pronunciada. Cuando eso no es posible, al menos se esfuerzan para mantener el ángulo del pozo en menos de  $30^\circ$  respecto de la base.

No obstante, el logro de estos objetivos de perforación a menudo es problemático porque la base de la estructura salina puede ser difícil de modelar. Dado que la sal puede ser estructuralmente compleja y las ondas sísmicas viajan a través de ella a mayores velocidades que en las capas adyacentes, los levantamientos sísmicos de superficie históricamente han proporcionado sólo imágenes pobres de las estructuras subyacentes o cercanas. Esto deja considerable margen de error a la hora de estimar la presión de poro y otras propiedades de la formación subsalina, con resultados potencialmente catastróficos que incluyen la pérdida del pozo.

En la década de 1990, los métodos de adquisición y procesamiento de datos sísmicos 3D mejoraron considerablemente el índice de éxito de los pozos exploratorios perforados en tierra firme y en las aguas someras de las áreas marinas; sin embargo, debido a la complejidad de la geología, produjeron poco impacto sobre los índices de descubrimiento en aguas más profundas. Las áreas prospectivas subsalinas de aguas profundas demostraron ser particularmente difíciles para obtener imágenes utilizando datos de los primeros

levantamientos 3D. Por otro lado, si bien el procesamiento de los datos sísmicos proporcionaba datos suficientes para la ejecución de operaciones exitosas de perforación exploratoria, con frecuencia no lograba proveer datos de calidad suficiente a través de estas formaciones para un desarrollo eficiente.

En respuesta a éstas y otras limitaciones de los métodos tradicionales de levantamiento sísmico, Schlumberger introdujo el sistema de adquisición de datos con sensores unitarios Q-Marine, el cual incrementa la resolución de las imágenes sísmicas ya que provee un ancho de banda 40% más amplio. Otras modificaciones de los métodos de levantamiento sísmico, destinadas a incrementar la cobertura azimuthal, también se han sumado a la capacidad de la industria para visualizar las formaciones subsalinas (*arriba*).<sup>5</sup> Por otro lado, un nuevo método de adquisición sísmica, el método de registración en círculos, ha resultado efectivo para obtener imágenes debajo de la sal y de otras capas reflectivas, y requiere menos embarcaciones que las técnicas de cobertura azimuthal amplia o cobertura azimuthal rica (véase “Levantamientos sísmicos en círculos,” *página 20*).

Los perforadores también pueden salir de la estructura salina con más seguridad mediante la visualización de lo que está delante de la barrena. Para ello utilizan procedimientos de sísmica de pozo, conocidos como perfiles sísmicos verticales (VSP) con desplazamiento sucesivo de la fuente y técnicas de adquisición de datos sísmicos durante

la perforación (SWD). Los VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente se realizan desplazando la fuente sísmica cada vez más lejos del cabezal del pozo en la superficie. Los receptores se engrapan dentro del pozo, justo por encima de la zona de la que se obtendrán las imágenes—en este caso cerca de la base de la sal—para proveer datos SWD que se utilizan para detectar lo que está por delante de la barrena y, de ese modo, obtener mejores imágenes de la base de la estructura salina y su formación subyacente. La inversión de la variación de la amplitud con el ángulo (AVA) del VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente, se utiliza para pronosticar la relación entre la velocidad de ondas compresionales (P) y la velocidad de ondas de corte (S), ( $v_p/v_s$ ), justo debajo de la interfaz existente entre la sal y la formación. Estas velocidades se emplean para pronosticar la presión de poro más allá de la barrena.<sup>6</sup>

El VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente es procesado rápidamente para obtener una imagen de alta resolución de la base de la estructura salina; además, puede aportar detalles sobre la presencia de posibles suturas o inclusiones en la sal. Finalmente, el VSP se procesa para representar los sedimentos subsalinos mediante una imagen de alta resolución. Si el VSP se combina con los datos sísmicos de superficie, es posible lograr imágenes más globales de los detalles estructurales y estratigráficos en áreas de desarrollo clave, las cuales pueden luego utilizarse para diseñar trayectorias de pozos.

La conocida tecnología de adquisición de registros con cable ha sido adaptada a las herramientas LWD para la provisión de la relación tiempo-profundidad y la velocidad en tiempo real durante la perforación (*derecha*). Este sistema SWD comprende una herramienta LWD con los sensores sísmicos posicionados cerca de la barrena de perforación, una fuente sísmica en la superficie y un sistema MWD para la alta transmisión de datos en tiempo real.<sup>7</sup> Los datos de la relación tiempo-profundidad se utilizan para posicionar el pozo en el mapa sísmico, que puede ser visualizado en la localización del pozo o en forma remota. Las formas de onda registradas en tiempo real permiten el procesamiento inmediato del VSP, generando una verdadera capacidad de observación de lo que se encuentra adelante durante la perforación.

Las formas de onda completas son registradas en la memoria de la herramienta para el procesamiento del VSP después de una maniobra de extracción de la barrena. La activación de la fuente y la adquisición de los datos se llevan a cabo durante las pausas de la perforación, en las que el ambiente de fondo de pozo se encuentra calmo. El momento adecuado para la adquisición de datos es aquél en el que se conectan las tuberías durante la perforación y durante las maniobras.

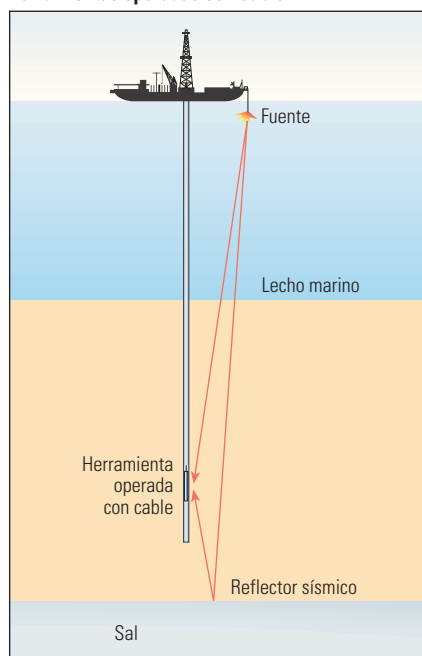
Los datos de los tiros de prueba de velocidad (para obtener la relación tiempo-profundidad) registrados en tiempo real, se utilizan para ubicar la barrena en los datos sísmicos de superficie empleando un mapa generado con un software para asistir en la navegación, seleccionar las profundidades de entubación y prepararse para la presencia de fallas, cambios de presión de poro o variaciones de la formación (*próxima página*).<sup>8</sup>

### Datos justo a tiempo

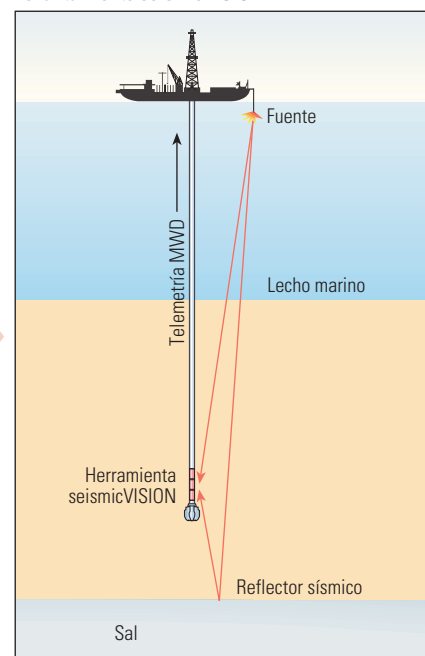
A pesar de estos refinamientos en la obtención de imágenes subsalinas, la ciencia sigue siendo imperfecta, y aún persiste un cierto nivel de riesgo durante la penetración y la salida de las estructuras salinas. Como cobertura frente a las sorpresas durante la perforación o la toma de decisiones deficientemente informadas, los operadores se basan en los datos transmitidos en tiempo real desde el BHA para que los ayuden a monitorear los parámetros de perforación críticos.

Los sensores MWD se utilizan para actualizar continuamente las mediciones de los fenómenos de vibración, atascamiento/deslizamiento y WOB. Las mediciones de la densidad de circulación equivalente (ECD)—críticas para evitar que la presión hidrostática dinámica del fluido de perforación exceda la presión de fractura del pozo—se registran utilizando un instrumento que mide la presión anular durante la perforación.

**Levantamiento sísmico de pozo con herramientas operadas con cable**



**Levantamiento seismicVISION**



^Observación de lo que está delante de la barrena. El sensor seismicVISION, colocado en la herramienta LWD del arreglo de fondo (BHA) (*derecha*), es una adaptación de la herramienta operada con cable (*izquierda*). El sensor contiene un procesador y la memoria, y recibe la energía sísmica de un arreglo convencional de cañones de aire, localizado en el equipo de perforación o bien en una embarcación fuente. Después del proceso de adquisición, las señales sísmicas se almacenan y se procesan, y los datos de los tiros de prueba de velocidad y los indicadores de calidad son transmitidos a la superficie en tiempo real, a través de una conexión con un sistema telemétrico MWD PowerPulse.

Si bien se requieren algunas mediciones petrofísicas durante la perforación de secciones salinas, los datos LWD pueden utilizarse para maximizar el desempeño de la perforación. Por ejemplo, los registros de rayos gamma medidos cerca de la barrena pueden emplearse para correlacionar los cambios producidos en los parámetros de perforación con los cambios de litología, variaciones asociadas con el ingreso o salida de una estructura salina, o con la penetración de una inclusión.

Los datos de ondas compresionales obtenidos con el registro sónico, pueden ser utilizados para mejorar el modelo mediante el agregado de la presión de poro medida durante la penetración de inclusiones y en el intervalo situado debajo de la sal, donde las mediciones de resistividad siguen siendo influenciadas por la sal y, por consiguiente, pueden ser imprecisas. Los datos de ondas de corte del registro sónico también son importantes para el modelado geomecánico de la sal. Estos modelos pueden determinar los regímenes de esfuerzos presentes en la sal y pronosticar su variabilidad con la profundidad. Esta información se vuelve a cargar en el proceso de construcción del pozo para su uso en el pozo siguiente.<sup>9</sup>

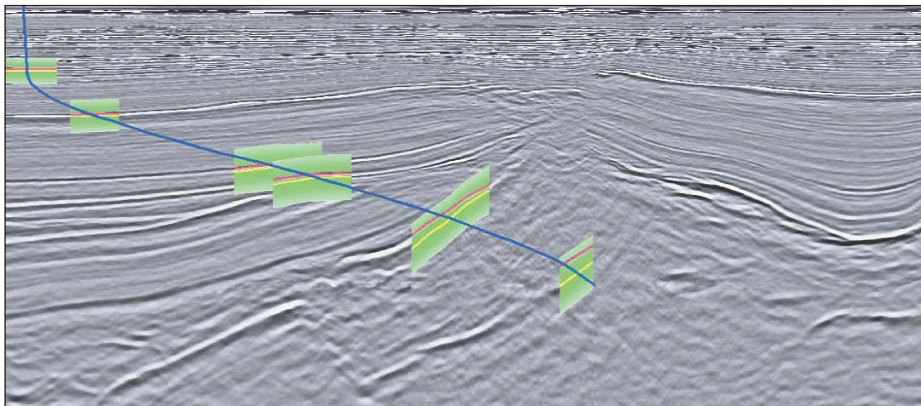
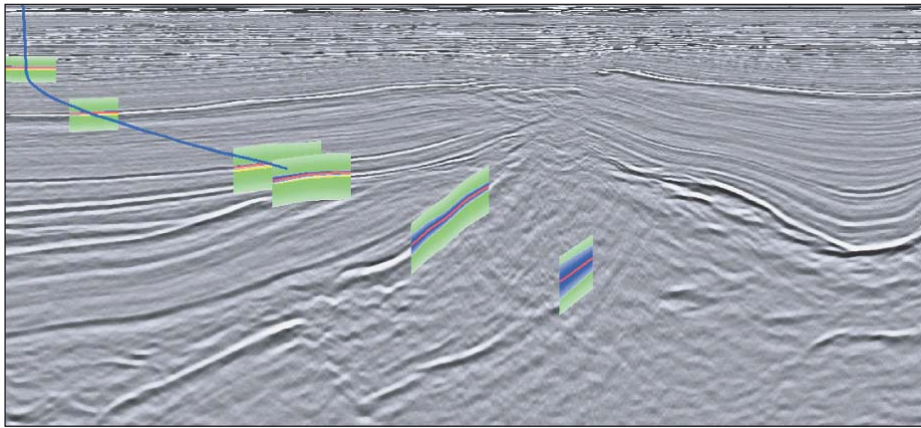
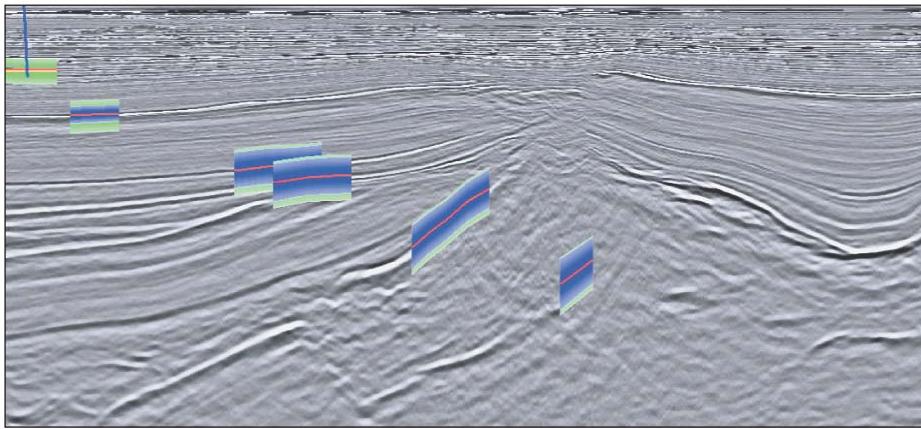
El recurso más potente para abordar los problemas de perforación en la sal siguen siendo los

conocimientos técnicos especializados, sustentados por un proceso rápido de toma de decisiones que se basa en información oportuna y confiable. Con este fin, los operadores están utilizando el monitoreo de la perforación en tiempo real, los centros de soporte de perforación que emplean conectividad de alta velocidad para reunir datos, y especialistas para la resolución rápida de los posibles riesgos de perforación. Esto es en parte una respuesta a la falta de personal especializado en sitio y a los costos del software y de otras herramientas necesarias para efectuar operaciones de perforación competentes en ambientes subsalinos y de aguas profundas, complejos y a menudo remotos.

### La caja de herramientas

Si bien la colaboración entre los especialistas que utilizan datos en tiempo real constituye una herramienta poderosa, la medida real del éxito de un proyecto reside en su nivel de retorno sobre la inversión. Y, dado que la recompensa subsalina más grande yace en aguas ultraprofundas, reducir el costo de desarrollo—a menudo una cuestión de ahorro de tiempo—es tan esencial para alcanzar ese objetivo económico como lo es el empleo de la tecnología correcta para alcanzar un objetivo técnico.





^ Predicción refinada de la profundidad. El software Bit On Seismic mejora la visualización, la comunicación y la cooperación, actualizando el mapa sísmico en tiempo real. El mapa permite presentar la información compleja como una trayectoria del pozo. Las velocidades sísmicas en tiempo real se utilizan para actualizar los pronósticos de la presión de poro y predecir los riesgos de perforación. La incertidumbre respecto de la localización del BHA, con referencia a los marcadores sísmicos, representados en azul, se reduce a medida que el pozo avanza hacia el objetivo.

Una estrategia clave para minimizar los costos totales de desarrollo de campos petroleros consiste en ahorrar días de perforación y erogaciones de capital mediante la limitación, en la medida posible, del número de equipos de perforación por campo. Para ello, puede ser necesario perforar pozos de desarrollo de alcance extendido. Para evitar ángulos altos y patas de perro que pueden causar problemas significativos y demoras durante las operacio-

nes de entubado y terminación de pozos, a menudo es necesario seleccionar un punto somero de comienzo de la desviación; el punto en el cual el pozo comienza a desviarse respecto de la vertical.

Los comienzos de la desviación a poca profundidad, sin embargo, se realizan mediante perforación direccional en las secciones superiores, de diámetro relativamente grande, del pozo. Esto se ha realizado habitualmente empleando motores

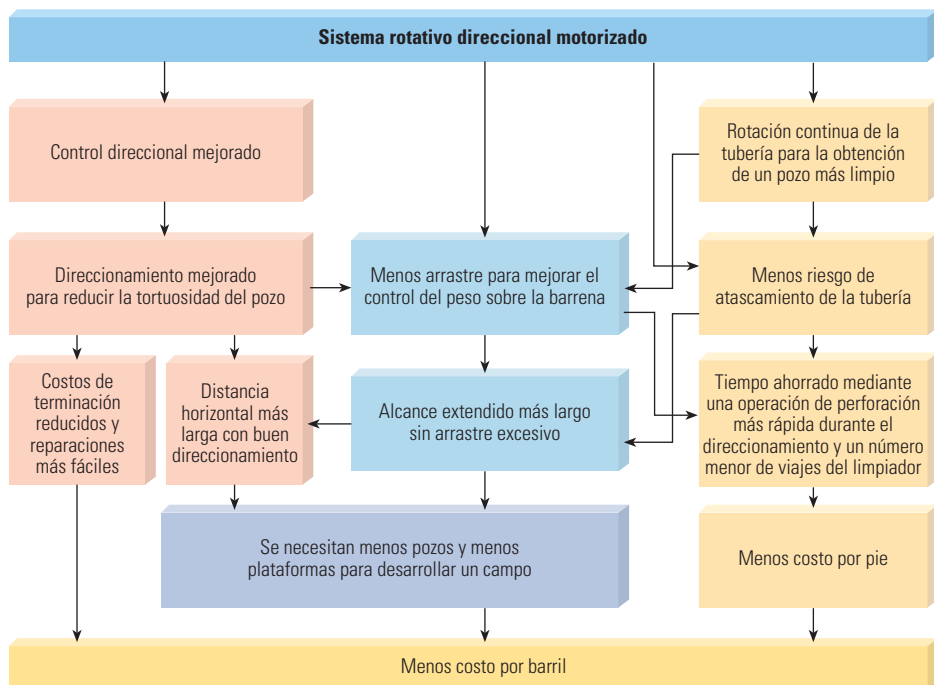
accionados por el lodo. Pero en estas secciones superiores, los motores accionados por el lodo tienden a proveer bajas velocidades de penetración (ROP) y pozos muy tortuosos. En respuesta a este dilema, los ingenieros de perforación han seleccionado puntos someros de comienzo de la desviación con un sistema RSS de 26 pulgadas, y descubrieron que el sistema reducía el tiempo de perforación en un 63% respecto de los motores accionados por el lodo empleados en las mismas secciones de pozos cercanos.

Este éxito fue el resultado inmediato de numerosos refinamientos de las herramientas RSS que constituyen la esencia del incremento del éxito de la industria en la perforación de secciones salinas. Esto se debe a que cuando se penetran estructuras salinas, puede ser necesario introducir cambios en la dirección de la trayectoria del pozo para evitar los peligros indicados por los datos transmitidos en tiempo real. La precisión y las capacidades de direccionamiento en tiempo real de las herramientas RSS, permiten a los perforadores sortear problemas tales como las inclusiones o los depósitos bituminosos sin sacrificar la calidad del pozo.

Las herramientas RSS también son preferibles a los motores orientables durante la penetración de estructuras salinas porque rotan 100% del tiempo durante el direccionamiento, lo que se traduce en un mejoramiento de la ROP.<sup>10</sup> Se ha de-

7. Underhill W, Esmeroy C, Hawthorn A, Hashem M, Hendrickson J y Scheibel J: "Demonstrations of Real-Time Borehole Seismic from an LWD Tool," artículo SPE 71365, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.
8. Un tiro de prueba de velocidad mide el tiempo de viaje de una onda sísmica desde la superficie hasta una profundidad conocida en el pozo. La velocidad de las ondas P puede ser medida directamente bajando un geófono hasta cada formación de interés, enviando energía desde la superficie y registrando la señal resultante. Los datos pueden correlacionarse luego con los datos sísmicos de superficie mediante la corrección del registro sísmico y la generación de un sísmograma sintético para confirmar o modificar las interpretaciones sísmicas. Un tiro de prueba de velocidad difiere de un VSP en lo que respecta al número y la densidad de las profundidades registradas de los receptores; las posiciones de los geófonos pueden estar ubicadas con espaciamientos amplios e irregulares en el pozo. Por el contrario, un VSP usualmente posee numerosos geófonos posicionados a intervalos espaciados en forma estrecha y regular.
- Para obtener más información sobre el software Bit On Seismic, consulte: Breton P, Crepin S, Perrin J-C, Esmeroy C, Hawthorn A, Meehan R, Underhill W, Frignet B, Haldorsen J, Harold T y Raikes S: "Mediciones sísmicas bien posicionadas," *Oilfield Review* 14, no. 1 (Verano de 2002): 34-49.
9. Israel et al, referencia 3.
10. Rotando 100% del tiempo, las herramientas RSS transmiten mejor el peso sobre la barrena (WOB), transfiriendo más eficazmente el peso de la sarta de perforación y del BHA a la barrena. Otros sistemas, tales como los motores accionados por el lodo, ponen gran parte de la sarta de perforación en tensión, lo cual reduce la fuerza descendente disponible.





^Ventajas de las herramientas RSS. Las ventajas técnicas de las herramientas RSS, se traducen rápidamente en ventajas económicas. Estos beneficios se magnifican cuando se aplican en ambientes de aguas profundas y ultraprofundas, de alto riesgo y alto costo.

mostrado que las versiones más recientes de las herramientas RSS crean un pozo que es más redondo y más estable y está menos sujeto a derrumbe que lo que es posible utilizando un motor de perforación (arriba).

Existen dos tipos de herramientas RSS: el sistema de empuje de la barrena y el sistema de direccionamiento de la barrena. El primero empuja los patines accionados por el flujo de lodo contra la pared del pozo. Esto obliga a que el BHA y la trayectoria del pozo se muevan en la dirección opuesta. El sistema de direccionamiento de la barrena cambia el ángulo de orientación de la barrena y, en consecuencia, la dirección del pozo, mediante la flexión de un eje flexible adosado a la barrena.

Las herramientas RSS cambian la dirección durante la perforación en respuesta casi instantánea a los comandos que provienen de la superficie. Los perforadores también utilizan esta capacidad de control para combatir una tendencia natural al incremento angular o al desplazamiento; fenómenos en los que la inclinación del pozo crece (se incrementa) o cambia de dirección (se desplaza) a medida que la barrena responde a las fuerzas que le impone la formación que se está perforando. En las secciones salinas, es sabido que las direcciones de incremento angular y desplazamiento cambian incluso dentro de la misma formación. Por este motivo, a menudo se recurre a las herramientas RSS para contrarrestar las ten-

dencias de incremento-desplazamiento durante la perforación de secciones verticales. Y, como las herramientas RSS rotan siempre, pueden proveer

mejores velocidades de penetración generales que los motores accionados por el lodo, los cuales deben cambiar al modo menos eficiente de deslizamiento no rotativo para contrarrestar la tendencia de la sal al incremento angular o al desplazamiento.<sup>11</sup>

En ciertos casos, se recomienda el uso de motores de alto esfuerzo de torsión (torque) y baja velocidad, en conjunto con las herramientas RSS. El agregado de un motor crea lo que se conoce como sistema RSS motorizado. Este sistema es capaz de generar incrementos de la eficiencia de perforación, porque permite que el perforador reduzca la velocidad de rotación de la sarta de perforación, mientras el motor provee el esfuerzo de torsión directamente en la barrena.

Una operación reciente, llevada a cabo en el bloque Walker Ridge en aguas profundas del Golfo de México, brindó a los ingenieros de perforación de Schlumberger una oportunidad para comparar los desempeños de dos BHAs empleados para perforar pozos de re-entrada debajo de la formación salina: el pozo de re-entrada N° 2 estaba equipado con un arreglo RSS de tipo empuje de la barrena y el pozo de re-entrada N° 3, con un motor accionado por el lodo y una barrena bicéntrica.

Se escogió la opción del motor accionado por el lodo y la barrena bicéntrica porque una combinación de la herramienta RSS-rectificador no po-

Parámetros de comparación	Carrera del sistema PowerDrive	Carrera de la barrena bicéntrica
Pozo	Big Foot No. 2 ST01BP00	Big Foot No. 3 ST01BP00
Equipo de perforación	Cajun Express	ENSCO 7500
Tamaño del pozo	12 1/4 pulgadas	12 1/4 x 13 1/2 pulgadas
Barrena	RSX 130 (RHC)	QDS 42 (Smith)
Fecha de entrada	4 de enero de 2006	24 de octubre de 2007
Fecha de salida	12 de enero de 2006	2 de noviembre de 2007
BRT: tiempo total	± 8 días	± 9 días
Profundidad de entrada	17,510 pies	19,125 pies
Profundidad de salida	22,197 pies	20,715 pies
Metraje	4,687 pies	1,590 pies
Horas de perforación	74	77
ROP	63 pies/h	20 pies/h
Inclinación de entrada	0.1°	1.65°
Inclinación de salida	31°	6.3°
DLS media	2°/100 pies	0.29°/100 pies
DLS máxima	3.9°/100 pies	0.57°/100 pies

^Comparación del rendimiento. Las diferencias de la ROP y de la severidad de la pata de perro (DLS) media, destacan las ventajas de las herramientas RSS con respecto a un motor activado por el lodo que utiliza una barrena bicéntrica. Parte del rendimiento mejorado del tiempo es consecuencia del hecho de que, a diferencia de los motores accionados por el lodo que utilizan cubiertas acodadas para incrementar el ángulo, es innecesario levantar las herramientas RSS del fondo para orientarlas direccionalmente. Además, los BHAs equipados con herramientas RSS no requieren barrenas bicéntricas para garantizar que el pozo posea suficiente huelgo en el asentamiento de la tubería de revestimiento, lo cual significa que es necesaria menos energía para perforar la misma sección.

dría rotarse a través de la cara de la cuña desviadora. Esta elección eliminó la necesidad de efectuar un viaje independiente para bajar otro BHA, una vez que el perforador había salido de la cuña desviadora, pero seguía permitiendo una extensión del pozo y la perforación del tramo en una sola carrera.

Si bien la perforación de 1,429 m [4,687 pies] del pozo de re-entrada N° 2 requirió sólo 74 horas, fueron necesarias 77 horas para perforar 485 m [1,590 pies] del pozo de re-entrada N° 3, lo cual se tradujo en ROPs de 19 y 6 m/h [63 y 20 pies/h], respectivamente. El sistema RSS estándar también permitió lograr patas de perro más altas y de este modo desviar el pozo de re-entrada del pozo principal más rápido (página anterior, abajo).

### A la vanguardia

Las barrenas PDC son más adecuadas para perforar en la sal que las barrenas con dientes fresados. La acción de cizalladura de las barrenas PDC las hace más eficientes a la hora de atravesar la sal y estas barrenas requieren menos WOB. Son muy durables; una cualidad que aprovecha las ventajas de la naturaleza homogénea de la sal de manera que se pueden perforar secciones salinas extensas en una sola carrera antes de entubar y cementar la tubería de revestimiento en el pozo. Además, las barrenas PDC pueden ser diseñadas con diferentes grados de agresividad (abajo, a la derecha).

La selección correcta de las barrenas PDC es crítica. El tipo de barrena y los parámetros de perforación correspondientes a menudo son las fuentes principales de los impactos, vibraciones y fenómenos de atascamiento/deslizamiento registrados en el fondo del pozo e inciden significativamente en la tendencia direccional de un BHA a la vez que maximizan la ROP.<sup>12</sup> Es probable que una barrena que resulta poco adecuada para la operación, se desgaste prematuramente, produzca pozos de calidad pobre, cause fallas de las herramientas y reduzca la ROP.

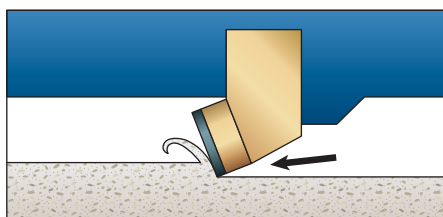
A pesar de la documentación extensiva existente en materia de registros de barrenas de todo el mundo, la proliferación de los programas de computación y el mejoramiento de los insertos de las barrenas PDC y de los diseños de las mismas, la selección de las barrenas se basa usualmente en el conocimiento local del campo. Para resolver

esta deficiencia potencial, los ingenieros de las empresas Schlumberger y Chevron armaron un sistema de rastreo de barrenas para la región Norteamericana de la Costa del Golfo de México, mediante la compilación de información de las carreras de perforación para las que se utilizaron herramientas RSS de tipo empuje de la barrena. Los componentes de medición del desempeño de las barrenas se basaron en la estabilidad general—impactos, vibraciones y fenómenos de atascamiento/deslizamiento registrados en el fondo del pozo—la capacidad de orientación direccional y la velocidad de penetración general prevista.

Cada entrada de datos se caracterizó con el número de cuchillas, el tamaño de la barrena, el tamaño de la herramienta de corte, las características de las barrenas especiales, el perfil del pozo y el rectificador utilizado. Otros de los datos fueron el WOB y la velocidad de rotación aplicada al BHA, la profundidad medida (MD) de la carrera de la barrena, la formación perforada, la trayectoria del pozo y la ROP, en relación con el ambiente deposicional. Cada uno de estos parámetros fue analizado para determinar los efectos significativos sobre el desempeño con respecto a los impactos y las vibraciones registradas en el fondo del pozo y a la orientación direccional, la cual es definida ya sea como una incapacidad para orientar el pozo en la dirección deseada o como problemas asociados con la ROP.<sup>13</sup>

Algunos de los resultados clave del estudio fueron los siguientes:

- Las formaciones de sal y arenisca tuvieron más incidencias de impactos y vibraciones y las litologías compuestas por areniscas produjeron los mayores problemas de direccionamiento.
- Los pozos verticales exhibieron el mayor índice de incidencia de los episodios de impactos y vibraciones.



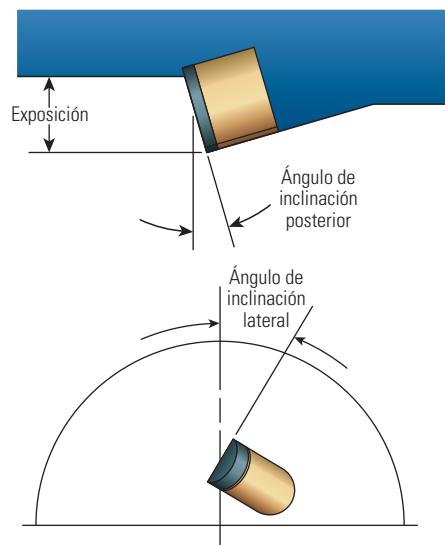
Barrena PDC: cizalladura

^ Acción de corte. Las barrenas PDC perforan con eficiencia las secciones salinas duras y esencialmente homogéneas, utilizando una acción de corte de tipo torno, por cizalladura (izquierda). El ángulo de inclinación posterior y la exposición de la herramienta de corte (extremo superior derecho) y el ángulo de inclinación lateral (extremo inferior derecho) definen el grado de agresividad con que las barrenas PDC contactan la formación.

- Los problemas significativos de direccionamiento aparentemente no se relacionaron con el tipo de litología perforada.
- Las ROPs más altas, en las formaciones competentes, se registraron en pozos que no presentaban problemas de impactos y vibraciones y direccionalidad.
- Los sistemas rotativos direccionales ayudaron a reducir la mayor parte de los problemas asociados con el control direccional.
- La elección adecuada de las características y rasgos de las barrenas PDC, junto con la aplicación correcta de los parámetros de operación, redujeron los problemas asociados con los impactos y las vibraciones y, a su vez, proveyeron una ROP más alta, sin importar el área geográfica, la profundidad y la trayectoria.
- El operador debió experimentar para hallar la mejor combinación de diseño de la barrena y componentes del BHA para reducir los impactos y las vibraciones y permitir que el BHA orientara el pozo en la dirección deseada.

### Pozos más grandes y mejores

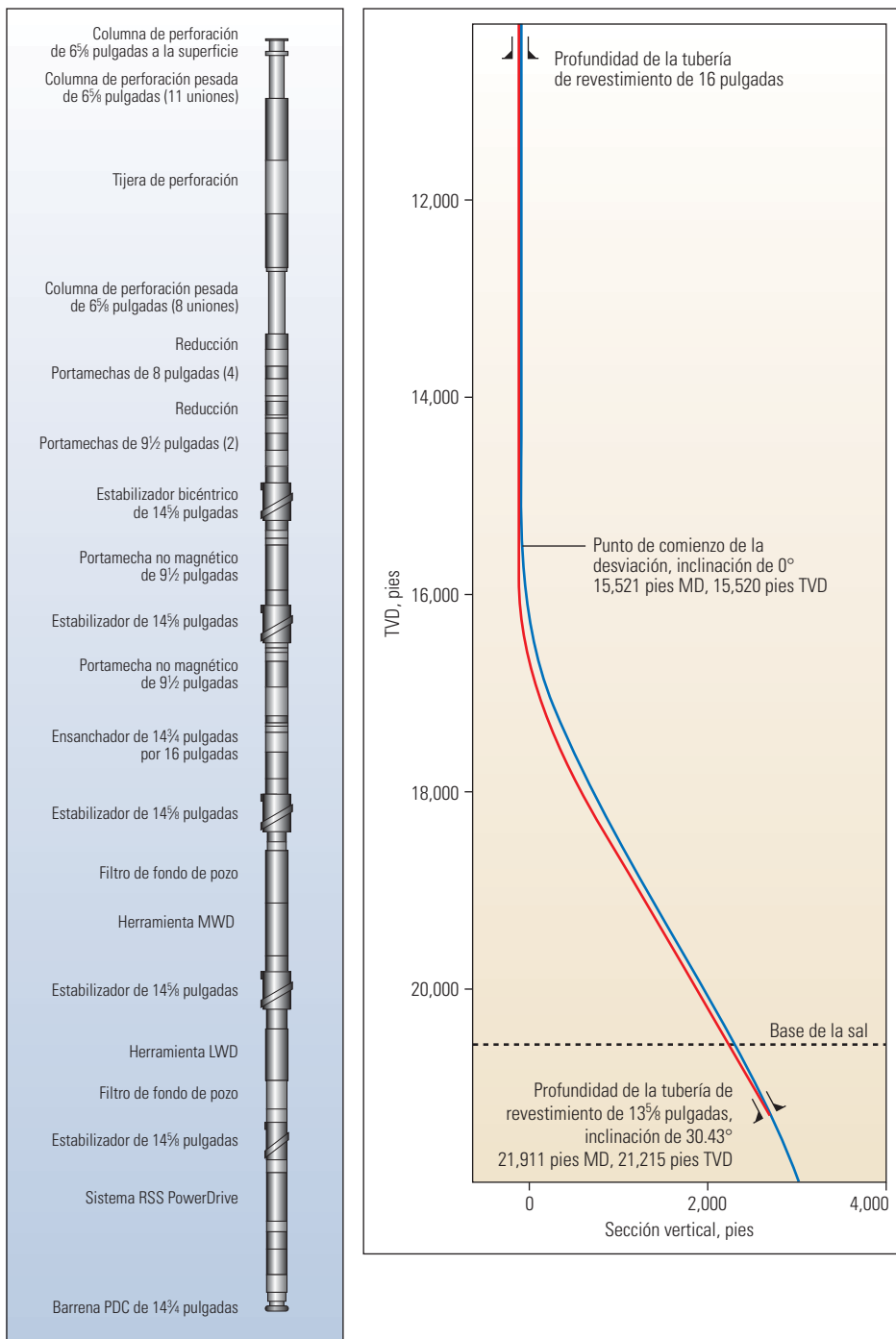
Los objetivos finales de todo programa de perforación son la obtención de un pozo en calibre, de alta calidad, una evaluación de formaciones precisa, y un proceso de perforación rápido y sin complicaciones. En las formaciones salinas, además de otras características que definen la obtención de pozos de calidad, se agrega una reducción de los puntos de carga sobre la terminación que de lo contrario resultaría de las características de carga transversal no uniforme de la sal. Para lograr esto de forma económicamente efectiva, los operadores utilizan técnicas concurrentes de perforación y rectificación para ensanchar el pozo a medida que se perfora, en vez de efectuar un viaje independiente para cada proceso.



11. Para obtener más información sobre los sistemas RSS, consulte: Copercini P, Soliman F, El Gamal M, Longstreet W, Rodd J, Sarssam M, McCourt I, Persad B y Williams M: "Mayor potencia para continuar la perforación," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 4-9.

12. Moore E, Guerrero C y Akinniranye G: "Analysis of PDC Bit Selection with Rotary Steerable Assemblies in the Gulf of Mexico," artículo AADE-07-NTCE-08, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Nacional de la AADE 2007, Houston, 10 al 12 de abril de 2007.

13. Moore et al, referencia 12.



^ BHA construido especialmente para una operación determinada. El sistema RSS PowerDrive perforó el intervalo de sal de 14 1/4 pulgadas por 16 pulgadas (línea azul) en una sola carrera, según lo planificado (línea roja, derecha). El BHA para este intervalo (izquierda) fue diseñado para evitar los impactos severos registrados en los pozos vecinos.

Las herramientas más comunes para esta técnica—conocida como ensanchamiento del pozo durante la perforación (EWD)—son los rectificadores concéntricos, las barrenas bicéntricas y los rectificadores excéntricos.

El incremento del tamaño del pozo más allá del diámetro de la barrena ofrece numerosas ven-

tajas, incluyendo la capacidad para utilizar una sarta de revestimiento con un diámetro externo similar al diámetro interno de la sarta previa. Si bien este escenario crea naturalmente una tolerancia estrecha entre las dos sartas de revestimiento, el proceso de ensanchamiento del pozo durante la perforación deja un espacio anular más

grande entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo. El espacio extra reduce los efectos de suaveo (*swab*) y oleada inicial y los problemas de cementación que pueden producirse cuando existe un área abierta demasiado pequeña entre la tubería de revestimiento que se está colocando y la pared de la sección abierta.

Un operador del área de aguas profundas del Golfo de México planificó utilizar la técnica EWD para salir de una zapata de tubería de revestimiento de 16 pulgadas y seguir perforando verticalmente hasta el punto de comienzo de la desviación donde el pozo incrementaría la inclinación, a un ritmo de 1.5°/30 m [1.5°/100 pies], hasta que el ángulo del pozo alcanzara los 30°. El plan contemplaba continuar la sección, a través de la base de la sal, hasta la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento de 13 1/2 pulgadas: 6,678 m [21,911 pies] MD.

A pesar de detectar episodios severos de impactos y vibraciones durante la perforación de la misma sección salina en los pozos vecinos, utilizando un sistema RSS motorizado, los ingenieros esperaban perforar la sección en una sola carrera. Nuevamente, utilizaron un sistema RSS PowerDrive y un ensanchador de 16 pulgadas colocado a 27 m [90 pies] detrás de una barrena de PDC de 14 1/4 pulgadas y nueve cuchillas. Como resultado, los ingenieros lograron finalizar la sección en una sola carrera y perforarla más rápido y con niveles más bajos de impactos y vibraciones que los experimentados en los pozos vecinos (izquierda).

Al comienzo de la carrera, el sistema RSS fue programado para perforar verticalmente y, de hecho, ayudó a mantener un ángulo máximo de sólo 0.10° hasta que se alcanzó el punto de comienzo de la desviación. El ángulo se incrementó luego hasta alcanzar 30° utilizando comandos remotos para direccionar la herramienta RSS, y esa inclinación se mantuvo hasta que el pozo salió de la base de la estructura salina. Luego se efectuó un control de flujo y la perforación prosiguió hasta confirmar la base de la estructura salina en el registro a 6,437 m [21,119 pies]. El pozo se hizo circular hasta que los recortes salieron a la superficie y penetró con éxito la zona de roca fragmentada. La sección se perforó luego hasta la profundidad total (TD), siguiendo la trayectoria planificada.

Los ingenieros que perforan pozos de aguas profundas en el Campo BC-400, situado en el área marina de Brasil, recientemente cuantificaron el impacto de la elección del BHA y del sistema de geonavegación sobre los métodos de ensanchamiento del pozo durante la perforación. Los BHAs incluyeron herramientas LWD y calibres operados con cable para medir los resultados y proveer una



comparación directa de la calidad de pozo lograda con cada sistema. Se perforaron formaciones salinas para garantizar la comparación adecuada de cada sistema en un ambiente de perforación común sin variaciones atribuibles a los tipos de formaciones.<sup>14</sup>

En el pozo de prueba, perforado en un tirante de agua de 1,745 m [5,725 pies], se utilizaron sartas de revestimiento intermedias para aislar las formaciones salinas. Después de asentar la sarta intermedia a 3,793 m [12,444 pies], se utilizaron tres combinaciones EWD para ensanchar el tramo de pozo de 12¼ pulgadas hasta 14¼ pulgadas. Luego, en la sal, se asentó una sarta de revestimiento intermedia secundaria de 10¼ pulgadas. La prueba comprendió cinco carreras de perforación—incluyendo dos sin ningún arreglo de ensanchamiento del pozo durante la perforación—con el objetivo de comparar los siguientes tipos de equipos:

- motor convencional accionado por el lodo con una cubierta acodada, con un ángulo de 1.15°, y una barrena de PDC sin ensanchamiento
- BHA convencional con un rectificador de cuchillas fijas
- BHA convencional con una barrena bicéntrica
- motor accionado por el lodo con una barrena con tres conos, de 12¼ pulgadas, una cubierta acodada con un ángulo de 1° y ningún ensanchamiento
- rectificador concéntrico de 12¼ pulgadas x 14¼ pulgadas y sistema RSS.<sup>15</sup>

Las herramientas MWD registraron las vibraciones de fondo de pozo causadas por los impactos laterales y los fenómenos de atascamiento/deslizamiento. El sistema RSS dio como resultado un pozo virtualmente libre de rugosidad y roscado: con ranuras producidas en la pared del pozo similares a las que dejarían los filetes de tornillo. Esta configuración del BHA también produjo la carrera más larga para el tramo del pozo, con una longitud de carrera de 254 m [833 pies] y una ROP promedio de 10 m/h [33 pies/h]. Las mediciones indicaron bajos niveles de atascamiento/deslizamiento, vibraciones e impactos. Además, la inclinación del pozo se redujo de 2 a 0.4° para la toda la carrera.<sup>16</sup>

## Los fluidos

Así como las operaciones de perforación de estructuras salinas requieren arreglos de fondo es-

pecíficos, la penetración y la salida de tales estructuras impone exigencias especiales sobre la selección de los fluidos. Debido a los fenómenos de barrido o lixiviación de la sal, su reptación, y la presencia de suturas y otras inclusiones dentro de las estructuras salinas, además de las incógnitas asociadas con la zona de roca fragmentada, los fluidos de perforación deben ser diseñados para balancear los objetivos, a veces contrapuestos, que se plantean en términos de ROP, calidad, estabilidad y accesibilidad del pozo (derecha).

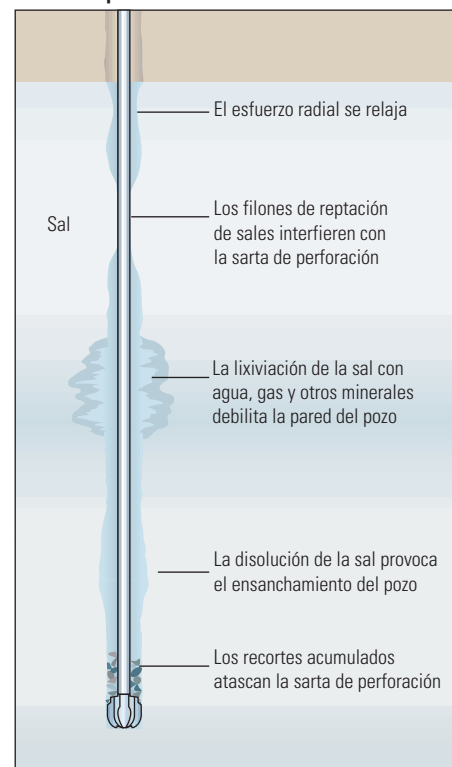
Por ejemplo, la ROP se incrementa significativamente cuando se perforan formaciones salinas utilizando salmueras subsaturadas o agua de mar. Sin embargo, su utilización también se traduce en un ensanchamiento significativo del pozo a través del fenómeno de lixiviación de la sal. Por otro lado, el empleo de agua de mar genera ahorros significativos en costos, a la vez que se elimina la necesidad de contar con el preciado espacio del equipo de perforación para almacenar las salmueras espesadas durante la penetración del tope de la sal sin tubo ascendente.

Los geocientíficos del Centro de Excelencia del Laboratorio de Geomecánica TerraTek de Schlumberger, en Salt Lake City, Utah, EUA, investigaron las ventajas potenciales y la factibilidad de utilizar agua de mar para ingresar en el tope de la sal. Con ese fin, utilizaron el de modelado de laboratorio del fenómeno de lixiviación de la sal bajo condiciones de convección forzada.<sup>17</sup>

En la prueba de laboratorio, se utilizó un cálculo del número de Reynolds para determinar las características de disolución de la sal durante la circulación del agua de mar y las salmueras más pesadas en condiciones de campo simuladas.<sup>18</sup> Las tasas de flujo fueron puestas en escala para que se ajustaran a los números de Reynolds asociados con las condiciones de flujo de campo para un pozo de 24 pulgadas, con una columna de perforación de 5½ pulgadas y tasas de flujo de 227 y 170 m³/h [1,000 y 750 galones/min].

El modelo analítico se basó en los principios de la difusión y la mecánica de fluidos. Los datos de entrada del modelo incluyeron el diámetro inicial del pozo, el diámetro de la sarta de perforación, el diámetro y la longitud del BHA, junto con la ROP, la tasa de flujo y el espesor de la sal. Otros datos de entrada fueron la temperatura y la salinidad inicial del fluido de perforación, y la difusividad y la

## Problemas potenciales



^ Derrumbes. Entre los problemas asociados con la selección deficiente del fluido de perforación se encuentran la presencia de tramos de ensanchamiento del pozo y paredes debilitadas como resultado del fenómeno de lixiviación. El bajo peso del lodo puede permitir que el proceso de reptación de la sal interfiera con la sarta de perforación, mientras que un fluido de perforación con propiedades reológicas desfavorables probablemente no pueda transportar los recortes a la superficie, haciendo que la sarta de perforación se obture por encima de la barrena.

densidad de la sal. Con algunas excepciones correspondientes a condiciones específicas, los resultados modelados se ajustaron habitualmente a los resultados de laboratorio, con una precisión usual del 10% del diámetro promedio.

El modelo se aplicó en un pozo del Golfo de México, en donde la práctica actual consiste en perforar un pozo de 24 pulgadas sin tubo ascendente, a través de los primeros 152 m [500 pies] de sal utilizando barridos de agua de mar y gel. Los últimos 61 m [200 pies] se perforan habitualmente con un lodo saturado de sal para garantizar una operación de cementación eficiente.

14. Lenamond C y da Silva CA: "Fully-Rotating Rotary Steerable and Concentric Reamers Technology Combination Eliminate Wellbore Threading in Deepwater," artículo SPE/IADC 91929, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Amsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.

15. Lenamond y da Silva, referencia 14.

16. Lenamond y da Silva, referencia 14.

17. Willson SM, Driscoll PM, Judzis A, Black AD, Martin JW, Ehgartner BL y Hinkebein TE: "Drilling Salt Formations Offshore with Seawater Can Significantly Reduce Well Costs," artículo IADC/SPE 87216, presentado en la Conferencia y Exhibición de Perforación de las IADC/SPE, Dallas, 2 al 4 de marzo de 2004.

18. Los números de Reynolds ( $Re$ ) pueden expresarse en unidades de campos petroleros mediante  $Re = 379 \times \rho \times Q / \mu \times D_p$ , donde  $\rho$  = densidad del fluido en lbm/gal,  $Q$  = tasa de flujo en galones estadounidenses/min,  $\mu$  es la densidad del fluido en cP, y  $D_p$  es el diámetro efectivo del pozo en pulgadas. Por consiguiente, a medida que el diámetro efectivo del pozo se incrementa como consecuencia de la lixiviación, el número de Reynolds se reduce.

No obstante, el modelado indicó que la perforación de los 200 pies finales utilizando agua de mar posee ventajas. Las ventajas propuestas incluyen ROPs mejoradas que oscilan entre 15 y 37 m/h [50 y 120 pies/h], con un lodo saturado de sal, y costos más bajos de los fluidos de perforación. El fenómeno de lixiviación pronosticado generó la necesidad de utilizar un 8% más de cemento por volumen; la cantidad que se bombea normalmente para asegurar el retorno del cemento al lecho marino. Los responsables de la generación de modelos, utilizando los precios de los equipos de perforación de 2004, asumieron un ahorro de aproximadamente US\$ 250,000 por pozo como resultado del mejoramiento de la ROP y la reducción de los costos de los fluidos.<sup>19</sup>

Una vez pasada la entrada inicial, y durante el avance a través de la sal propiamente dicha, los riesgos de perforación pueden incluir la presencia de suturas e inclusiones de presión de poro más alta o más baja que la de la sal adyacente, lo cual hace que esas secciones sean más proclives a los golpes de presión o a los problemas de pérdida de circulación. Además, la sal se escurrirá en el pozo si la presión hidrostática del lodo es menor que el esfuerzo desarrollado en la sal. Las primeras experiencias del operador relacionadas con la perforación de estas formaciones utilizando lodos convencionales saturados de sal, incluyeron velocidades de penetración lentas, integridad pobre del pozo, pérdida de circulación, empastamiento de la barrena y problemas de obturación.

Para aliviar estas dificultades, los perforadores recurrieron a los lodos sintéticos a base de aceite (SOBM). Dado que son más caros que los fluidos a base de agua, los operadores evitaron tradicionalmente el empleo de lodos SOBM para las operaciones de perforación en áreas potenciales a presentar problemas de pérdida de circulación. Además, si bien se ha demostrado que ofrecen regímenes de perforación altos y buena estabilidad del pozo, los lodos SOBM exhiben una viscosidad elevada a medida que incrementan la temperatura y la presión. Esto puede traducirse en densidades de circulación equivalentes más altas que pueden ocasionar pérdidas de circulación, lo cual resulta particularmente inquietante en el ambiente de aguas profundas donde los márgenes de presión de poro/presión de fractura pueden ser excesivamente estrechos.

No obstante, la atracción que constituye el ahorro de días en el ámbito de aguas ultraprofundas—tanto como una función del mejoramiento de la ROP como una consecuencia de la estabilidad del pozo que puede reducir significativa-

mente las operaciones de entubación y cementación—ha convertido al lodo SOBM en el fluido de perforación por excelencia para muchos operadores que efectúan operaciones de perforación en y debajo de la sal. Por ejemplo, en el año 2000, después de haber perforado una sección salina de 2,438 m [8,000 pies] en su primer pozo con un lodo saturado de sal, un operador del Golfo de México adoptó un sistema SOBM para el pozo siguiente. El segundo pozo, que penetró las mismas zonas, requirió 78 días de perforación menos que el primer pozo con un ahorro de aproximadamente US\$ 12 millones.<sup>20</sup>

Los lodos SOBM están siendo cada vez más aceptados ahora que los fabricantes han desarrollado lodos SOBM de reología plana para superar la tendencia de estos fluidos a generar niveles de viscosidad elevados a temperaturas altas y presiones elevadas. Los nuevos sistemas están diseñados para mantener los parámetros reológicos constantes a medida que varían la temperatura y la presión (abajo). La reología plana permite una viscosidad más alta sin elevar la densidad ECD y mantiene la capacidad de transporte de los recortes y las propiedades de suspensión de la barita.<sup>21</sup>

#### Tecnologías de ingreso en estructuras salinas

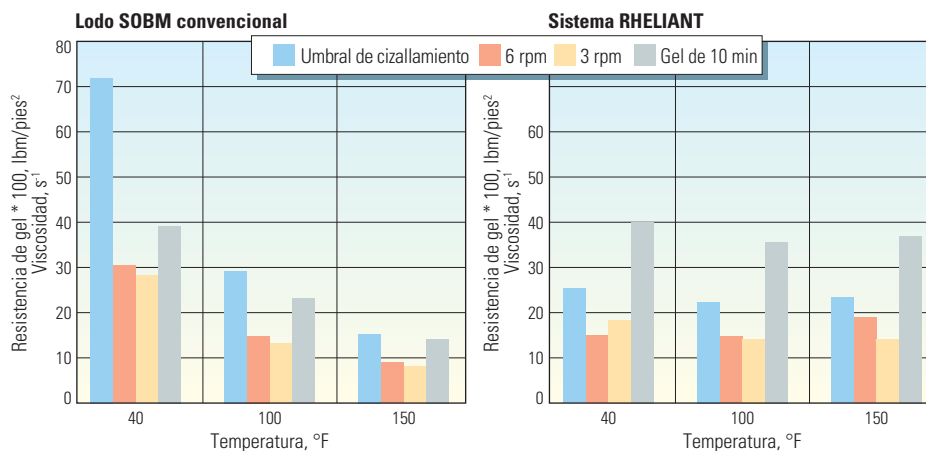
La capacidad de las herramientas RSS motorizadas para suministrar esfuerzo de torsión a la barrena reduce el potencial de atascamiento/deslizamiento asociado tradicionalmente con las barrenas de PDC grandes. Este rasgo hace que la opción de los sistemas RSS se adecue particularmente bien a

las operaciones llevadas a cabo en el tramo del pozo sin tubo ascendente, en el que los operadores inyectan a presión la tubería guía. Una vez que el pozo llega a la profundidad de asentamiento de la tubería guía, el perforador puede desenganchar la herramienta RSS de la tubería de revestimiento y continuar la perforación a la vez que se lleva el retorno al fondo marino.

La eficiencia de esta práctica quedó demostrada recientemente en un pozo de aguas profundas del Golfo de México, después que los primeros intentos para perforar la sección salina de 26 pulgadas arrojaran resultados mixtos, y la compañía estaba deseosa de mejorar la ROP utilizando un sistema RSS motorizado, con una barrena de PDC (próxima página). Los intentos previos para perforar este tramo de pozo utilizando una barrena con insertos, habían encontrado una baja ROP, de 15 a 20 pies/h, o habían estado atestados de impactos y vibraciones suficientes para detener la perforación o producir la falla del BHA.

Por el contrario, el sistema RSS motorizado proporcionó una velocidad consistente de 11 a 12 m/h [35 a 40 pies/h] y un pozo vertical con una inclinación de 0.17° en la profundidad total. Juzgado en función de pozos similares, este incremento general del 48% de la ROP permitió que el operador ahorrara aproximadamente US\$ 1.25 millón por pozo.

En muchos casos, no se puede llegar al tope de la sal utilizando métodos de perforación sin tubo ascendente, porque la migración de la sal puede haber alterado los esfuerzos presentes en



^ Reología plana. Los lodos SOBM de reología plana, como el sistema RHELIANT de MI-SWACO (*derecha*), pueden mantener un nivel constante de resistencia de gel y resistencia a la cizalladura a través de un rango variado de temperaturas y presiones. Esto indica que el fluido conserva las características de perforación favorables—including una alta ROP y una baja ECD—asociadas con los fluidos sintéticos a base de aceite (*izquierda*) sin sacrificar la viscosidad necesaria para la limpieza eficiente del pozo. Las propiedades de fluidos típicas reportadas de umbral de cizalladura y gel de 10 minutos, se miden en lbm/100 pies<sup>2</sup>, y los valores de 6 rpm y 3 rpm corresponden a la viscosidad verdadera en centipoise (s<sup>-1</sup>) como se observa en el dial de un viscosímetro Fann.

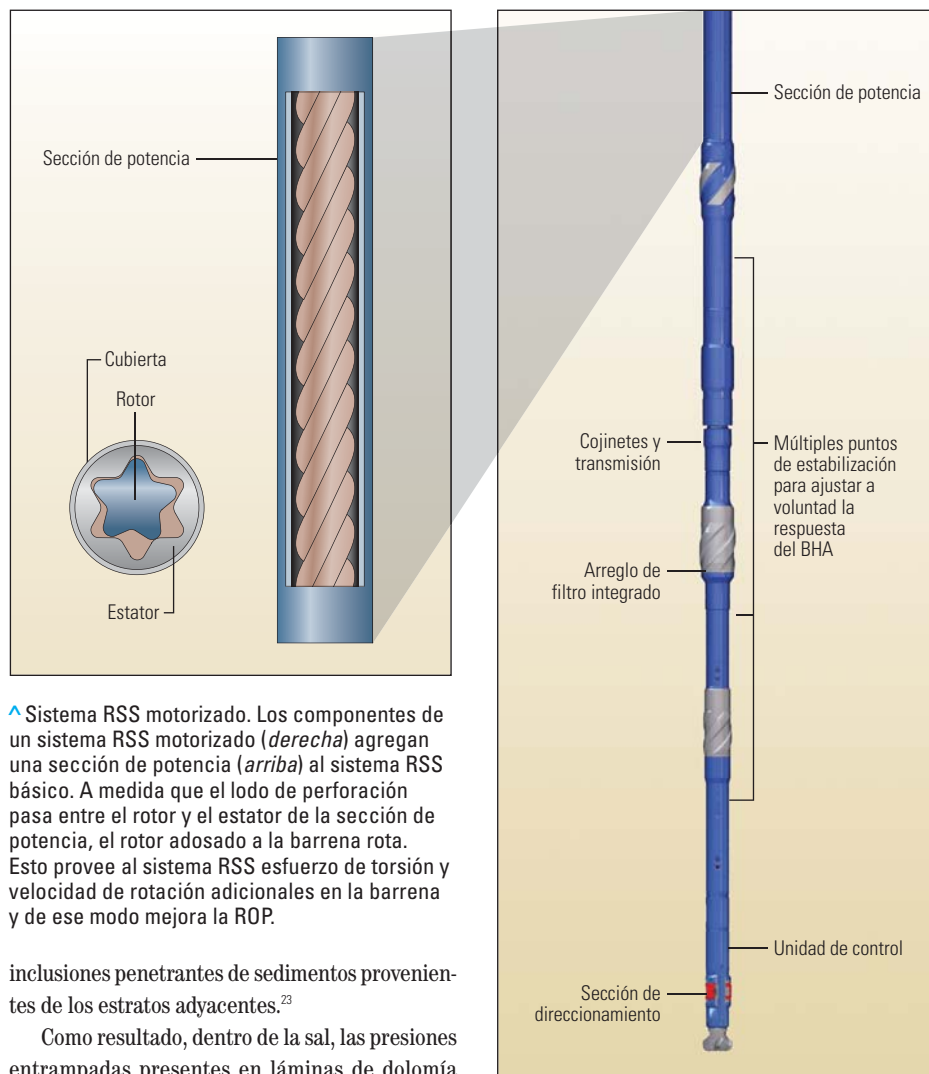
el intervalo que se encuentra justo por encima de la sal, creando riesgos de perforación. Las formaciones fracturadas o falladas son particularmente comunes cuando el tope de la sal es relativamente profundo. En estos ambientes, los sedimentos más presionados y más antiguos fueron empujados hacia arriba por la sal y subsiguientemente fracturados a medida que se liberaba la presión, creando una zona de pérdida de circulación potencial. No obstante, si la presión no se alivia, puede existir el peligro opuesto y la formación que yace justo por encima de la sal puede sobrepresionarse, creando una zona en la que es probable que se produzca un golpe de presión.

En cualquiera de los casos, el perforador debe proceder con precaución. Para ganar tiempo durante el cual interpretar los datos y reaccionar al riesgo a medida que la barrena se aproxima a la sal, los perforadores prudentes reducen el WOB cuando encuentran las primeras indicaciones de que se están acercando al tope de la sal: un incremento del esfuerzo de torsión y una reducción de las velocidades de penetración. Una herramienta de adquisición de registros de rayos gamma, colocada a 3 m [10 pies] de la barrena, provee la valiosa confirmación de que estos cambios en los parámetros de perforación se correlacionan con el tope de la sal.<sup>22</sup>

Confirmado de este modo el tope de la sal, los operadores mantienen comúnmente un enfoque prudente hasta que el BHA se encuentra completamente dentro del manto salino; habitualmente entre 30 y 46 m [100 y 150 pies]. En este momento están en condiciones de asumir razonablemente que es seguro perforar una sección extensa de sal sin problemas significativos.

### Penetración de la sal

En el Golfo de México, a diferencia de otros *plays* subsalinos del mundo, los objetivos de perforación no se encuentran debajo de estructuras salinas autóctonas depositacionales y profundas sino que subyacen diapiros, mantos y restos de estructuras salinas aglutinadas; sal evacuada debajo de estructuras salinas alóctonas y móviles. Estos cuerpos salinos de aguas profundas pueden presentarse como mantos de múltiples niveles que están interconectados por venillas salinas verticales e inclinadas. Si bien los mantos salinos de aguas profundas no se comprenden completamente, la experiencia ha demostrado que se trata de sistemas complejos con una amplia gama de variaciones internas. Esto puede resultar particularmente cierto en el caso de las zonas de sutura—donde los mantos salinos se han fusionado—que contienen



^ Sistema RSS motorizado. Los componentes de un sistema RSS motorizado (*derecha*) agregan una sección de potencia (*arriba*) al sistema RSS básico. A medida que el lodo de perforación pasa entre el rotor y el estator de la sección de potencia, el rotor adosado a la barrena rota. Esto provee al sistema RSS esfuerzo de torsión y velocidad de rotación adicionales en la barrena y de ese modo mejora la ROP.

inclusiones penetrantes de sedimentos provenientes de los estratos adyacentes.<sup>23</sup>

Como resultado, dentro de la sal, las presiones entrampadas presentes en láminas de dolomía fracturada o en inclusiones arcillosas pueden producir el ingreso de fluido al pozo; un golpe de presión. Si bien el influjo resultante de estos golpes de presión puede ser relativamente pequeño, es probable que surjan problemas si los operadores responden con las medidas estándar de control de pozos en ambientes con ventanas estrechas entre la presión de poro y la presión de fractura.<sup>24</sup> El incremento del peso del lodo para matar el pozo, por ejemplo, puede incrementar la presión hidrostática hasta un nivel superior a la presión de fractura.

Los impactos y vibraciones impuestos sobre el BHA pueden constituir el desafío más difícil de sortear durante la penetración de la sal. La vibración puede producir la rotura por torsión o la falla de la herramienta, conduciendo a costosas maniobras de pesca u otro tipo de operaciones de remediación y viajes adicionales. Las barrenas inestables o excesivamente agresivas, las combinaciones mal adaptadas de barrenas-rectificado-

res o la presencia de sales delgadas o escurridizas también inducen impactos y vibraciones. Las operaciones de perforación a través de formaciones heterogéneas también pueden introducir impactos y vibraciones. Cuando el rectificador y la barrena se corren simultáneamente, a menudo con

19. Willson et al, referencia 17.

20. Meize RA, Young M, Hudspeth DH y Chesebro SB: "Record Performance Achieved on Gulf of Mexico Subsalt Well Drilled with Synthetic Fluid," artículo IADC/SPE 59184, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, 23 al 25 de febrero de 2000.

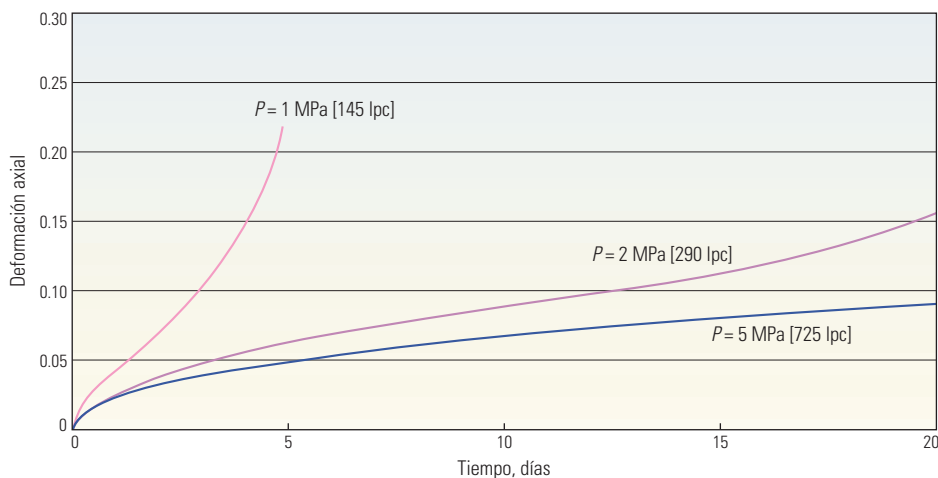
21. van Ort E, Lee J, Friedheim J y Toups B: "New Flat-Rheology Synthetic-Based Mud for Improved Deepwater Drilling," artículo SPE 90987, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.

22. Israel et al, referencia 3.

23. Willson SM y Fredrich JT: "Geomechanics Considerations for Through- and Near-Salt Well Design," artículo SPE 95621, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.

24. Willson y Fredrich, referencia 23.





▲ Niveles de reptación de la sal. Esta gráfica ilustra el comportamiento escurridizo de la sal con tres niveles diferentes de presión de confinamiento ( $P$ ). Las curvas de deformación-tiempo para presiones de confinamiento de más de 5 MPa son idénticas a la efectuada con una presión de 5 MPa. Por consiguiente, se espera que los resultados obtenidos, en términos de reptación, bajo una presión de confinamiento de al menos 5 MPa, sean apropiados para las condiciones de aguas profundas del Golfo de México para las cuales los esfuerzos medios son extremadamente altos. (Adaptado de Fossum y Fredrich, referencia 25.)

un apartamiento de hasta 90 pies, es posible que la barrena esté perforando sal mientras que el rectificador perfora simultáneamente una inclusión. Esto puede hacer que un componente perfora más rápido que el otro, lo cual probablemente ocasione una transferencia deficiente del peso que se manifiesta en niveles de impacto y vibraciones suficientes para dañar el BHA.

Los peligros potenciales asociados con las operaciones de perforación dentro o cerca de secciones salinas macizas son infinitos. Pero para muchos ingenieros de perforación y terminación de pozos, la más significativa es la tendencia de la sal a escurrirse cuando se somete a esfuerzo. Esta característica—esencialmente el flujo pseudoplástico causado por las presiones de los estratos de sobrecarga, aumentado por las temperaturas del subsuelo y la baja permeabilidad—da cuenta de la presencia de diapiros salinos y puede hacer que se cierren pozos recién perforados.

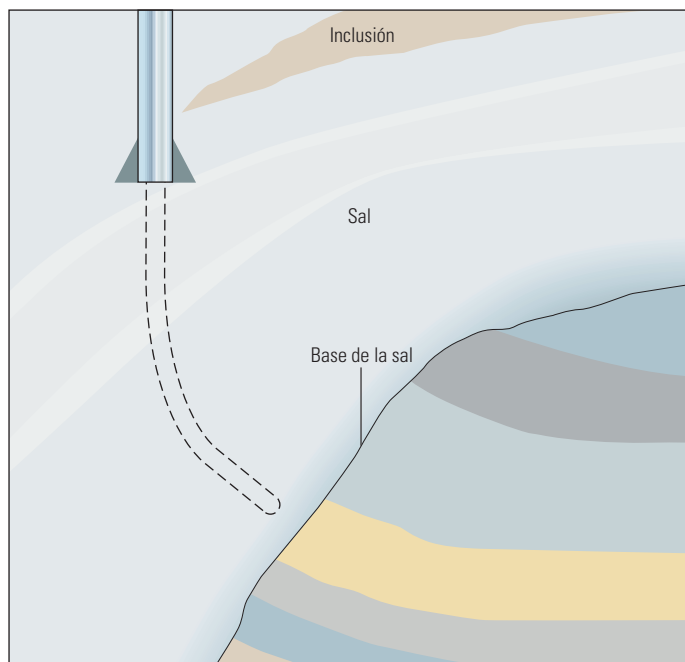
El proceso de reptación de la sal incluye dos o tres etapas (arriba). Cuando las presiones de confinamiento son inferiores a 5 MPa [725 lpc], la deformación comienza con una tasa muy alta y luego se reduce hasta alcanzar una tasa constante durante la primera etapa. La segunda etapa está marcada por la deformación de la sal a una tasa constante, y en la tercera etapa, la velocidad de deformación aumenta hasta que se produce la falla. Cuando la presión de confinamiento es superior a 5 MPa, no se evidencia la tercera etapa.<sup>25</sup>

Para las formaciones salinas, se asume que el esfuerzo local es igual en todas las direcciones y equivalente al peso de los estratos de sobrecarga. La velocidad con la que el pozo se cierra debido al

proceso de reptación, aumenta con la temperatura y la presión diferencial entre el esfuerzo al que está sometida la formación y la presión hidrostática ejercida por el peso del lodo. Además, los cálculos han demostrado que la velocidad de cierre es directamente proporcional al radio del pozo.<sup>26</sup>

Otras influencias sobre el comportamiento escurridizo son el espesor de la sal, la mineralogía, el contenido de agua y las impurezas. El cloruro y las sales de sulfato que contienen agua son las más móviles, y la halita exhibe un desplazamiento relativamente lento. La anhidrita y los otros evaporados carbonatados son en esencia inmóviles.<sup>27</sup> En el Golfo de México, donde la sal se compone de hasta un 96% de halita, el fenómeno de reptación durante el proceso de perforación constituye un problema menos significativo que en otros lugares del mundo y usualmente puede ser controlado con el peso del lodo.

No obstante, el proceso de reptación de la sal ha sido responsable del aplastamiento de la tubería de revestimiento en varios pozos del Golfo de México. En un pozo descubridor de Green Canyon, la tubería de revestimiento se aplastó como resultado del esfuerzo catastrófico causado por el fenómeno de reptación casi tres meses después de colocar la tubería de revestimiento a través de una sección salina de 4,572 m [15,000 pies] de espesor. Las recomendaciones para combatir este problema incluyen el ensanchamiento de la zona de deslizamiento, la composición correcta del fluido de perforación y la implementación de prácticas de cementación que mejoren la distribución del esfuerzo.<sup>28</sup>



▲ Salida de la estructura salina. Si bien los perforadores prefieren una sección lo más plana posible para salir de la sal, esa no siempre constituye una opción. Como se demuestra en este plan de pozo, la alternativa consiste en incrementar el ángulo dentro de la sal propiamente dicha de manera de crear un ángulo lo más cercano a los 90° que sea posible, entre el pozo y el plano de la base de la sal.

## Salida de la estructura salina

La perforación desde la base de la sal está plagada de los mismos riesgos que el ingreso a la misma; y por la misma razón: los regímenes de esfuerzos de las formaciones adyacentes son perturbados por la migración del cuerpo salino. Inmediatamente debajo de la sal pueden yacer zonas de roca fragmentada que introducen incertidumbre en lo que respecta a los procesos de fracturamiento, la presión y las capas volcadas.<sup>29</sup>

La mayoría de los operadores de aguas profundas del Golfo de México han desarrollado procedimientos específicos de su compañía para salir de las estructuras salinas. En general, los ingenieros de perforación procuran salir de la estructura salina en un punto plano o con un ángulo mínimo, en la base de la sal o, si esa opción es impracticable, tratan de reducir el ángulo de salida existente entre la base de la sal y el pozo a menos de 30° (página anterior, abajo). Una vez localizado el punto de salida objetivo y establecida la trayectoria del pozo, a aproximadamente 122 m [400 pies] por encima de la base prevista de la sal, los perforadores reducen la ROP a alrededor de 40 pies/h. Simultáneamente, monitorearán y alcanzarán un estado estacionario de los parámetros de esfuerzo de torsión, WOB, temperatura de fondo de pozo, ECD, vibración, y la respuesta del sensor de rayos gamma colocado próximo a la barrena.

En este momento, los perforadores pueden incrementar el peso del lodo y agregar al sistema material para pérdida de circulación (LCM). Los perforadores prudentes a menudo preparan además una píldora LCM para utilizarla en caso de que la presión de poro subsalina sea más baja que la de la sal.

Una vez que los cambios producidos en los parámetros de perforación le hacen saber al operador que se ha abierto una brecha en la base de la sal, el perforador sube la barrena para penetrar nuevamente la sal y efectúa un control de flujo. Durante la circulación de los recortes por encima

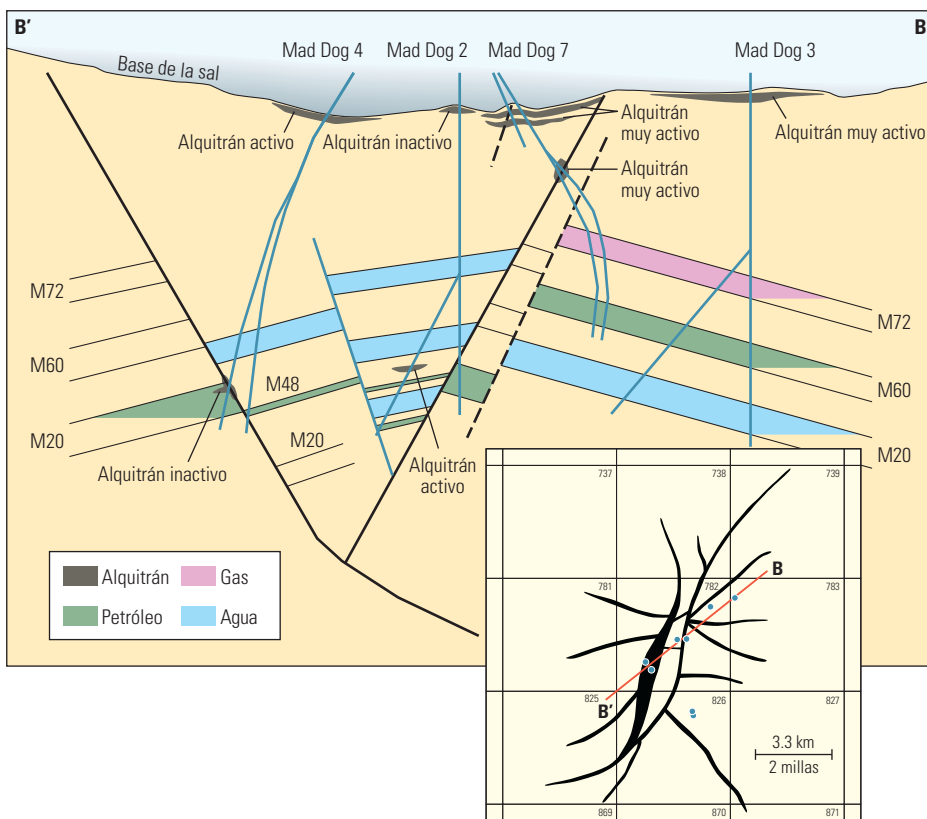
del BHA, el perforador monitorea los volúmenes de la fosa o tanque de lodo para determinar la existencia de incrementos o pérdidas que indican golpes de presión o pérdidas de fluido en la zona de roca fragmentada. El paso siguiente consiste en espaciar la columna de perforación—insertando tramos (tiros) no estándar de columna de perforación en la sarta—para asegurar que la perforación pueda continuar debajo de la sal hasta una profundidad equivalente al largo de un tramo completo de columna de perforación antes de que deba hacerse una conexión. Luego se reanuda la perforación, en intervalos de 10 a 15 pies, con un monitoreo constante de las condiciones de perforación, y la sarta de perforación se sube reiteradamente, penetrando nuevamente la sal, para hacer circular los recortes por encima del BHA y controlar los volúmenes de la fosa de lodo.

Una vez que se determina que no existen problemas de alta presión, pérdida de circulación o integridad del pozo, los incrementos controlados de la perforación se aumentan a intervalos que varían de 5 a 9 m [15 a 30 pies] entre los controles de pozo. Esto continúa hasta haber perforado dos tramos o hasta 91 m [300 pies] debajo de la sal.<sup>30</sup>

## Un desafío especial al salir de la sal

Entre los problemas más irritantes reportados por los operadores en el momento de salir de la estructura salina, en ciertas áreas de aguas profundas del Golfo de México, se encuentran los bolsones de alquitrán, o bitumen, móvil a menudo presentes debajo de la sal y a lo largo de fallas o estructuras aglutinadas. Este material viscoso posee más de un 85% de contenido de asfalto y siempre ha constituido un desafío considerable en cuanto a su penetración.

El problema del bitumen en las operaciones de perforación de estructuras subsalinas en aguas profundas fue planteado inicialmente por el operador BP durante la perforación de su segundo pozo de evaluación en el Campo Mad Dog, situado en el Bloque Green Canyon 82. El operador reportó la penetración de una acumulación con hidrocarburos altamente viscosos, rica en contenido de asfaltos suficientemente móviles como para fluir hacia el interior del pozo (abajo).<sup>31</sup> El bitumen activo, o móvil, se presentaba en forma de capas discretas a lo largo de una falla subsalina, cuyo espesor oscilaba entre 3 y 30 m [10 y 100 pies]. Estos depósitos de alquitrán móvil, hallados a lo



▲ Depósitos de alquitrán móvil. Esta sección transversal muestra la localización de los depósitos de alquitrán en diversos pozos del Campo Mad Dog de BP. La presencia de alquitrán móvil se puso por primera vez de manifiesto mientras BP perforaba su segundo pozo de evaluación en la porción central del campo, donde se observó la presencia de alquitrán en la sección de edad Mioceno Medio situada entre 6,010 y 5,877 m [19,720 y 19,280 pies]. Aquí, el alquitrán proveniente de una arena permeable delgada fluyó hacia el interior del pozo. (Adaptado con la autorización de Romo et al, referencia 31.)

25. Fossum AF y Fredrich JT: "Salt Mechanics Primer for Near-Salt and Sub-Salt Deepwater Gulf of Mexico Field Developments," SAND2002-2063 Contrato del DOE No. DEAC04-94AL85000, Laboratorios Nacionales Sandia, Julio de 2002.

26. Leavitt T: "Steering for Success Beneath the Salt," *Offshore* 68 (1º de enero de 2008): 78-81.

27. Poiate et al, referencia 2.

28. Zhang J, Standifird W y Lenamond C: "Casing Ultradeep, Ultralong Salt Sections in Deep Water: A Case Study for Failure Diagnosis and Risk Mitigation in Record-Depth Well," artículo SPE 114273, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 21 al 24 de septiembre de 2008.

29. Israel et al, referencia 3.

30. Israel et al, referencia 3.

31. Romo LA, Prewett H, Shaughnessy J, Lisle E, Banerjee S y Willson S: "Challenges Associated with Subsalt Tar in the Mad Dog Field," artículo SPE 110493, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Anaheim, California, EUA, 11 al 14 de noviembre de 2007.

largo de todas las secciones de edad Plioceno y Mioceno en la base de la sal, varían de inactivos a intensamente activos.

De un modo similar, se reportó la presencia de una capa de alquitrán de hasta 100 pies de espesor debajo de la sal y en las fallas existentes en el descubrimiento Hess Pony del Bloque Green Canyon 468. También se ha hallado alquitrán en el área prospectiva Big Foot de Chevron y en el área prospectiva Spa de ConocoPhillips, ambas situadas en Walker Ridge.<sup>32</sup>

Dichos depósitos de alquitrán móvil, presentes en los pozos de aguas profundas, son comunes, y algunos intervalos han demostrado ser fáciles de perforar. Pero en las áreas de Green Canyon y Walker Ridge y, en menor medida, en Atwater Valley y el Cañón del Mississippi, los depósitos grandes que se encuentran debajo de la base de la sal han resultado difíciles de penetrar. El principal problema de perforación asociado con el bitumen, es la dificultad para mantener abierto el pozo. Aunque se utilicen ensanchadores, el pozo a menudo se tapona con alquitrán a la hora de entubarlo.<sup>33</sup>

La zona de alquitrán hallada en el área prospectiva Big Foot, por ejemplo, impidió concretamente que Chevron alcanzara su profundidad objetivo antes de verse obligada a liberar su equipo de perforación contratado. Si bien no todo el tiempo perdido se atribuyó directamente al alquitrán, su presencia impidió que el pozo original alcanzara la profundidad total. Finalmente, el cambio de cronograma del equipo de perforación, causado por la demora, implicó un costo adicional de US\$ 55.8 millones y 127 días no planificados.<sup>34</sup>

Los problemas de perforación relacionados con los depósitos de alquitrán son los siguientes:

- obturaciones detrás del BHA que se traducen en problemas de pérdida de circulación
- suaveo del pozo
- daño del BHA inducido por impactos y vibraciones
- recubrimiento de las herramientas de adquisición de registros
- atascamiento de las herramientas causado por la obturación del pozo
- problemas de entubado, tales como el atascamiento de la tubería de revestimiento
- tiempo significativo o excesivo para que la tubería de revestimiento penetre hasta la profundidad deseada en las zonas bituminosas
- viajes excesivos para remover el alquitrán de la tubería de revestimiento y del tubo ascendente
- problemas de manipulación en la superficie.

Dado que el alquitrán no aparece en los datos sísmicos de superficie, su presencia es imposible de pronosticar. Hasta la fecha, la industria ofrece pocas opciones frente a su existencia. El incremento del peso del lodo no impide que fluya dentro del pozo, y si bien el lodo de perforación a base de agua puede impedir su adherencia a la sarta de perforación, no la controla. La sabiduría convencional en cuanto a la forma de abordar la presencia de alquitrán sigue siendo la misma que alguna vez rigió para la sal: evitarlo.

### El ajuste de todas las piezas

Una vez perforada una formación salina, se debe bajar y cementar en su lugar la tubería de revestimiento. Como sucede con las operaciones de perforación, el proceso de reptación de la sal

constituye una consideración significativa en las operaciones de cementación porque crea una carga no uniforme sobre la tubería de revestimiento que finalmente produce su aplastamiento (próxima página). Por consiguiente, además de proveer el aislamiento por zonas y el soporte estructural básico requerido de cualquier cementación, un cemento correctamente diseñado para ser colocado en una zona salina también debe asegurar que la carga, que es una consecuencia inevitable de la reptación, sea uniforme. Para lograr esto, el cemento debe poseer suficiente resistencia a la flexión y a la tracción como para tolerar las presiones de la tubería de revestimiento y las cargas esperadas a lo largo de toda la vida productiva del pozo.<sup>35</sup>

Los especialistas en cementación han utilizado tradicionalmente lechadas saturadas de sal en secciones salinas largas, asumiendo que se adherirían mejor con la formación, resistirían el ataque químico, reducirían la tendencia a la migración de gas durante el fragüe y tendrían menos posibilidades de disolver las formaciones salinas. No obstante, en concentraciones superiores al 18% por peso de agua, la sal retarda el tiempo de espesamiento, reduce la resistencia a la compresión y favorece la pérdida de fluido y el desarrollo de agua libre.<sup>36</sup>

En consecuencia, los especialistas se han volcado al empleo de cemento cuyo contenido de sal se basa en la formación salina en cuestión. En un ambiente de reptación de la sal, se ha observado que las lechadas con baja salinidad—10% o un porcentaje menor de cloruro de sodio [NaCl] por peso de agua—desarrollan resistencia temprana y reologías favorables.

32. Weatherl MH: "Encountering an Unexpected Tar Formation in a Deepwater Gulf of Mexico Exploration Well," artículo SPE/IADC 105619, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 20 al 22 de febrero de 2007.

Rohleder SA, Sanders WW, Williamson RN, Faul GL y Dooley LB: "Challenges of Drilling an Ultra-Deep Well in Deepwater—Spa Prospect," artículo SPE/IADC 79810, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 19 al 21 de febrero de 2003.

33. Willson and Fredrich, referencia 23.

34. Weatherl, referencia 32.

35. Para obtener más información sobre operaciones de cementación y aislamiento por zonas, consulte:

Bellabarba M, Bulte-Loyer H, Froelich B, Le Roy-Delage S, van Kuijk R, Zeroug S, Guillot D, Moroni N, Pastor S y Zanchi A: "Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo," *Oilfield Review* 20, no. 1 (Verano de 2008): 20–33.

Abbas R, Cunningham E, Munk T, Bjelland B, Chukwueke V, Ferri A, Garrison G, Hollies D, Labat C y Moussa O: "Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal," *Oilfield Review* 14, no. 3 (Invierno de 2002/2003): 18–31.

Farmer P, Miller D, Pieprzak A, Rutledge J y Woods R: "Exploring the Subsalt," *Oilfield Review* 8, no. 1 (Primavera de 1996): 50–64.

36. Garzon R y Simmons B: "Deepwater Wells Drive Salt Cementing Advances," *E&P* (Mayo de 2008): 99–101.

37. Lograr la condición de flujo turbulento con la mayoría de las lechadas de cemento no es posible a menos que la lechada sea muy diluida y el espacio anular muy pequeño. Por consiguiente, los ingenieros a menudo optan por colocar el cemento utilizando flujo laminar con velocidades de menos de 8 bbl/min [1.3 m<sup>3</sup>/min].

38. Nelson EB, Bruno D y Michaux M: "Special Cement Systems," en Nelson EB y Guillot D (eds): *Well Cementing*, 2da ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger (2006): 241–242.

39. Close F, McCavitt B y Smith B: "Deepwater Gulf of Mexico Development Challenges Overview," artículo SPE 113011, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica del Norte de África de la SPE, Marrakech, Marruecos, 12 al 14 de marzo de 2008.



Durante las operaciones llevadas a cabo en este ambiente, el retorno del cemento debe bombearse—idealmente en condiciones de flujo turbulento—por encima de la sal durante el desplazamiento.<sup>37</sup> Se deben correr registros de adherencia del cemento con la tubería de revestimiento presionada para ayudar a identificar cualquier adherencia inusual causada por el proceso de reptación.

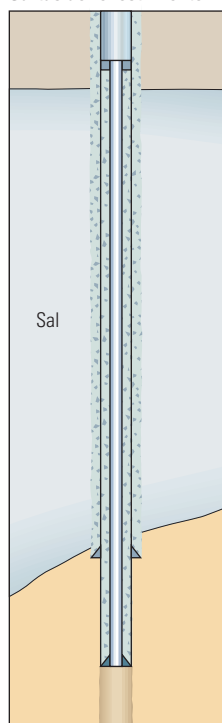
La temperatura también es un factor clave a la hora de diseñar las lechadas para ser utilizadas en las formaciones salinas. Las temperaturas elevadas incrementan significativamente la tasa de disolución de la sal y mitigan gran parte del desarrollo demorado de la resistencia a la compresión, asociado con las lechadas ricas en sal. A temperaturas inferiores a 93°C [200°F], los especialistas recomiendan un contenido de NaCl del 10 al 18%; a temperaturas de más de 93°C, se prefiere un contenido de NaCl de 18 a 36%.

No obstante, el diseño de la lechada de cemento es sólo un factor en el éxito o la falla de las cementaciones colocadas en las formaciones salinas; la perforación, el diseño de la tubería de revestimiento y la remoción del lodo pueden tener un grado de influencia igual o superior sobre el resultado final de la operación. La sal en sí es otra variable que puede modificar sustancialmente las propiedades de la lechada. Por ejemplo, los experimentos han demostrado que un 10% de contaminación de un sistema de cementación con agua dulce puede modificar el tiempo de espesamiento en un 30%, incrementar la viscosidad de la lechada en un 100% y aumentar las tasas de pérdida de fluido en casi un 500%.<sup>38</sup>

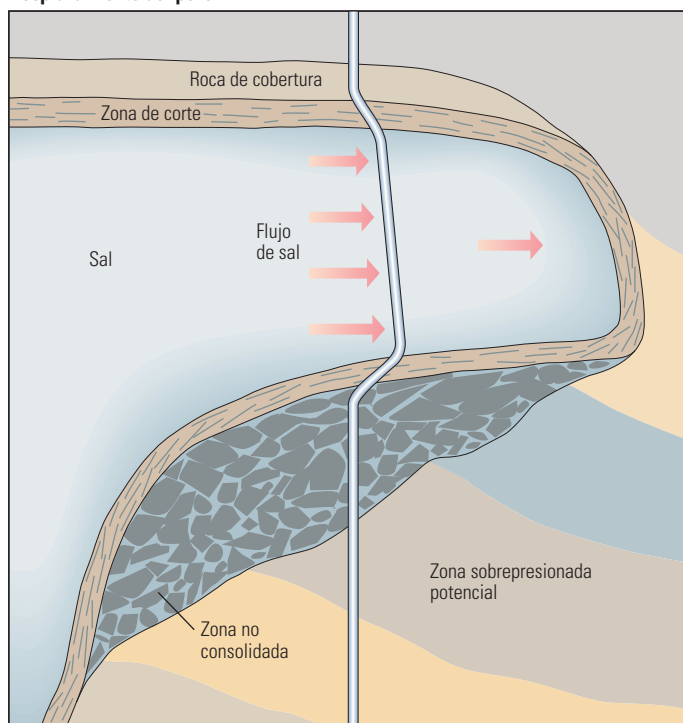
### Potencial para responder al desafío

Para el año 2015, se prevé que los desarrollos de aguas profundas darán cuenta del 25% de la producción marina de petróleo de todo el mundo, en comparación con un porcentaje de aproximadamente 9% a comienzos de 2008. En el Golfo de México, la mayoría de estas áreas se encuentran en tirantes de agua que oscilan entre 1,219 y 3,048 m [4,000 y 10,000 pies] y están cubiertas por domos salinos cuyos espesores varían de 2,100 a 6,100 m [7,000 a 20,000 pies]. El rango de profundidades

Sartas de revestimiento



Desplazamiento del pozo



^ Cementación en la sal móvil. Para combatir los efectos de carga no uniforme causados por el proceso de reptación de la sal, se requiere que el cemento retorne al tope de la estructura salina. En este caso (*izquierda*), se colocó una tubería de revestimiento corta (*liner*) dentro de una tubería de revestimiento cementada en un esfuerzo para reducir la deformación radial de la tubería. El movimiento de la sal (*derecha*) continuará generando carga sobre la tubería de revestimiento, pudiendo producir la falla de los tubulares con el tiempo; una eventualidad que puede retardarse a través de la implementación de prácticas adecuadas de colocación del cemento y de la utilización de tuberías sobredimensionadas y de alta resistencia.

totales, en general, varía entre 7,600 y 10,700 m [25,000 y 35,000 pies].<sup>39</sup>

Las formaciones presentes debajo de estas sales macizas ofrecen la esperanza de contener vastos volúmenes de producción de petróleo y gas. Los volúmenes correspondientes al Campo Tupi en Brasil y las implicancias para la tendencia de edad Terciario Inferior del Golfo de México, representada por el éxito del Campo Jack y otras localizaciones, ya forman parte de la leyenda de la industria del petróleo.

Si bien éstos y otros objetivos han generado un nivel considerable de innovación, y la industria ha logrado mucho para alcanzarlos, su producción eficiente en términos de tasas de recuperación y

rentabilidad sigue siendo una tarea formidable. La principal barrera para la explotación de las formaciones subsalinas es la capacidad limitada de la industria para generar imágenes precisas de la base de la sal y las formaciones que la subyacen. Pero con el incremento de la demanda de esas imágenes, la industria sísmica ha respondido con nuevas herramientas y procesos de interpretación innovadores. Parece sólo una cuestión de tiempo que los perforadores pasen a estar equipados para penetrar las estructuras salinas con el fin de llegar a las formaciones que las subyacen, sin más corazonadas que las que ahora experimentan a la hora de atravesar cualquier otra zona de transición mapeada. —RvF

# Tecnologías para alta presión y alta temperatura

La actividad de E&P incluye cada vez más operaciones en condiciones de alta presión y alta temperatura en el fondo del pozo. Este ambiente acarrea problemas técnicos difíciles de resolver a lo largo de toda la vida productiva de un pozo. Los científicos e ingenieros están desarrollando herramientas, materiales y productos químicos de avanzada para enfrentar estos desafíos.

**Gunnar DeBruijn**  
**Craig Skeates**  
*Calgary, Alberta, Canadá*

**Robert Greenaway**  
*Southampton, Inglaterra*

**David Harrison**  
**Mike Parris**  
*Sugar Land, Texas, EUA*

**Simon James**  
*Clamart, Francia*

**Fred Mueller**  
*Corpus Christi, Texas*

**Shantonu Ray**  
*Aberdeen, Escocia*

**Mark Riding**  
*Gatwick, Inglaterra*

**Lee Temple**  
*Houston, Texas*

**Kevin Wutherich**  
*Hannover, Alemania*

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Trevor Bouchard, Calgary; Mary Jo Caliendo, Martha Dutton, Gretchen Gillis, John Still y Don Williamson, Sugar Land, Texas; y Lisa Stewart, Cambridge, Massachusetts, EUA.

AIT, CemCRETE, CemSTRESS, CNL, FlexSTONE, Litho-Density, Quicksilver Probe, REDA Hotline550, Sensa, SlimXtreme, SLT, ThermoFRAC, WellWatcher, WellWatcher BriteBlue, WellWatcher Ultra y Xtreme son marcas de Schlumberger. Chemraz es una marca de fábrica de Greene, Tweed & Co., Ltd. INCONEL y Monel son marcas de fábrica de Special Metals Corporation. Teflon es una marca registrada de E.I. du Pont de Nemours and Company. Viton es una marca de fábrica de DuPont Performance Elastomers.

1. Belani A y Orr S: "A Systematic Approach to Hostile Environments," *Journal of Petroleum Technology* 60, no. 7 (Julio de 2008): 34-39.

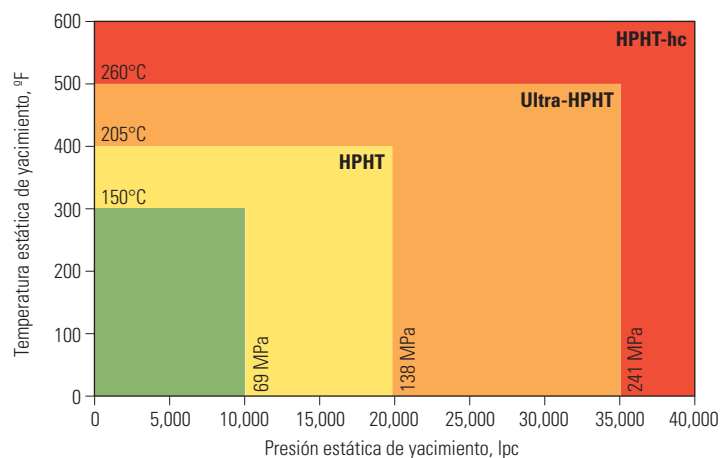
Los medios informativos nos recuerdan continuamente el costo y la disponibilidad de la energía proveniente de los combustibles fósiles y las fuentes renovables. A pesar del notable avance en la tecnología de energías renovables que tuvo lugar en los últimos 20 años, es bien aceptado por la comunidad científica y técnica el hecho de que, en las próximas décadas, las necesidades energéticas del mundo seguirán siendo satisfechas principalmente por los combustibles fósiles. Se requerirán campañas de exploración y producción agresivas para satisfacer la demanda venidera.

El descubrimiento y explotación de nuevas reservas de hidrocarburos puede constituir una propuesta difícil, que a menudo requiere que los productores de petróleo y gas se enfrenten con condiciones de fondo de pozo hostiles. Si bien los pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT) en esencia son construidos, estimulados, producidos y monitoreados en forma similar a los pozos

con condiciones menos exigentes, el ambiente HPHT limita el rango de materiales y tecnologías disponibles para explotar estos yacimientos.

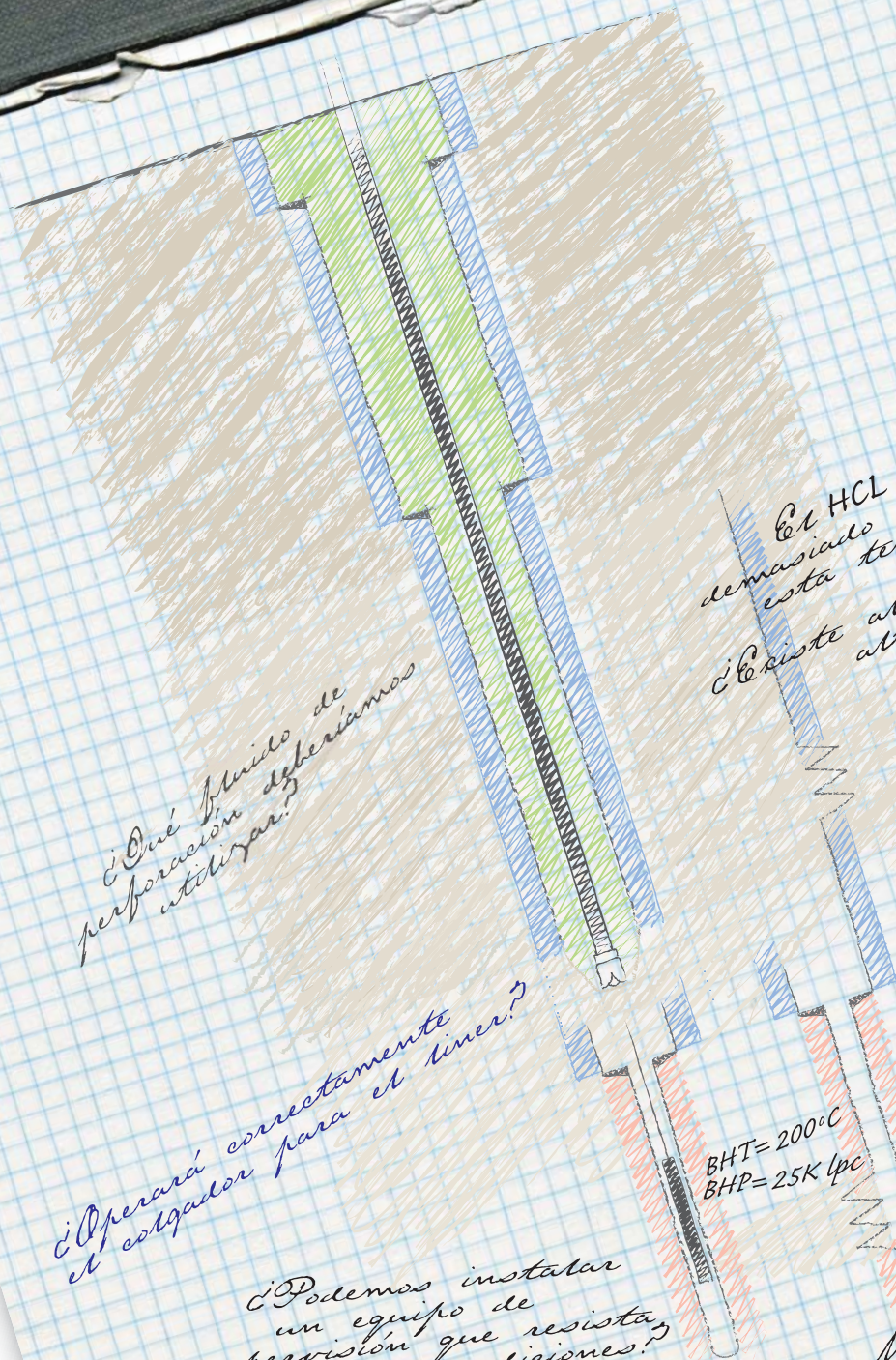
La industria del petróleo y el gas ha luchado con temperaturas y presiones elevadas durante muchos años; sin embargo, no existen normas aplicables a toda la industria que definan las condiciones HPHT y la interrelación asociada entre la temperatura y la presión. En un esfuerzo para esclarecer esas definiciones, Schlumberger utiliza directrices que organizan los pozos HPHT en tres categorías, seleccionadas de acuerdo con los umbrales tecnológicos encontrados comúnmente (abajo).<sup>1</sup>

En este sistema, se llaman pozos *HPHT* a aquellos cuya temperatura de fondo (BHT) alcanza 150°C [300°F] o su presión de fondo (BHP) asciende a 69 MPa [10,000 lpc]. El fundamento de estos valores umbrales tiene que ver con el comportamiento de los sellos elastoméricos estándar.



^ Sistema de clasificación HPHT. Los límites de aptitud representan los límites de estabilidad de los componentes comunes de las herramientas para servicios al pozo; sellos elastoméricos y dispositivos electrónicos.





El HCL reacciona demasiado rápido a esta temperatura.  
¿Existe alguna alternativa?

¿Qué fluido de perforación deberíamos utilizar?

¿Operará correctamente el colgador para el liner?

¿Podemos registrar bajo estas condiciones?

BHT=200°C  
BHP=25K lpc

¿Podemos instalar un equipo de supervisión que resista estas condiciones?

Me preocupa el arenamiento prematuro.

¿Puede proveer aislamiento térmico a largo plazo el revestimiento de cemento bajo esfuerzos térmicos y físicos?





▲ Proyectos HPHT a nivel mundial. En la última década, el número de proyectos HPHT se incrementó significativamente; sin embargo, estos proyectos representan sólo alrededor del 1% de los yacimientos productores de todo el mundo. Las principales áreas HPHT se encuentran en Estados Unidos (las áreas de aguas profundas del Golfo de México y los pozos profundos y calientes de tierra firme), el Mar del Norte, el Mar de Noruega, Tailandia e Indonesia. Además, los proyectos de recuperación térmica para extraer petróleo pesado se localizan en Canadá, California, Venezuela y Europa Oriental.

Los ingenieros que operan equipos de fondo de pozo en este ambiente consideran prudente el reemplazo de los sellos antes de reutilizar las herramientas.

Los pozos *Ultra-HPHT* exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existente; más de 205°C [400°F] o 138 MPa [20,000 lpc]. En la actualidad, la operación de los componentes electrónicos a temperaturas superiores requiere la instalación de disipadores de calor internos o la instalación de los dispositivos dentro de un recipiente de vacío para proteger los componentes electrónicos de las temperaturas severas.

La clasificación *HPHT-hc* define los ambientes más extremos; pozos con temperaturas y presiones superiores a 260°C [500°F] o 241 MPa [35,000 lpc], respectivamente.<sup>2</sup> Es poco probable que tales condiciones de presión existan en el futuro previsible. No obstante, las temperaturas de fondo en los pozos geotérmicos y de recuperación térmica ya exceden los 260°C.

Es importante destacar que el esquema de clasificación HPHT de Schlumberger no se limita a pozos que satisfacen simultáneamente los criterios de temperatura y presión. Si cualquiera de los parámetros cae dentro de una de las tres regiones HPHT, el pozo se clasifica según sea la región en la que se encuentre. Por consiguiente, un proyecto de inyección de vapor, somero y de baja pre-

sión, para extraer petróleo pesado, corresponde a la región HPHT-hc debido a la temperatura elevada del vapor. Por el contrario, los yacimientos asociados con las zonas salinas de baja temperatura y alta presión del Golfo de México se ajustan a una clasificación HPHT debido a la alta presión.

Un parámetro vital de los pozos HPHT es el tiempo durante el cual las herramientas, materiales y productos químicos deben tolerar el ambiente hostil. Por ejemplo, las herramientas de obtención de registros y pruebas, los lodos de perforación y los fluidos de estimulación están expuestos a ambientes HPHT un tiempo limitado; sin embargo, los empacadores, filtros (cedazos) de arena, equipos de monitoreo de yacimientos y sistemas de cementación deben sobrevivir muchos años; incluso más allá de la vida productiva del pozo. Por ende, este factor de tiempo posee un impacto considerable sobre la forma en que los científicos e ingenieros abordan el desarrollo de productos.

*Oilfield Review* trató por última vez el dominio HPHT en 1998.<sup>3</sup> Desde entonces, el número de proyectos HPHT ha crecido, y la severidad de las condiciones operativas se ha incrementado continuamente (arriba). Por ejemplo, un levantamiento reciente de Welling and Company sobre la dirección de los sistemas y servicios submarinos, indicó que se prevé que el 11% de los pozos a perforar en los próximos tres a cinco años poseerán temperaturas de fondo superiores a 177°C [350°F].

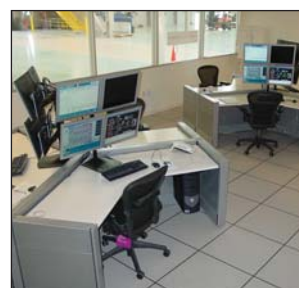
Además, el 26% de los entrevistados esperan presiones de fondo de entre 69 y 103 MPa [10,000 y 15,000 lpc], y el 5% pronostica presiones aún más altas.

Hoy, los científicos e ingenieros empujan los límites de la ciencia de materiales para satisfacer los desafíos técnicos que plantean los pozos HPHT. Este artículo examina las herramientas, materiales, productos químicos y métodos operativos que se han desarrollado para lograr operaciones exitosas de construcción, estimulación, producción e inspección de pozos HPHT. Algunos estudios de casos ilustran la aplicación de ciertas soluciones.

#### Verificación y calificación de las tecnologías HPHT

Las condiciones HPHT amplifican los riesgos que existen en los pozos convencionales. En los pozos HPHT, el margen de error se reduce considerablemente y las consecuencias de las fallas pueden ser más costosas y de mayor envergadura. Por consiguiente, antes de la aplicación en el campo, los nuevos productos y servicios diseñados para ambientes hostiles deben ser rigurosamente probados y calificados para tolerar las condiciones de fondo de pozo más adversas.<sup>4</sup> Esta calificación incluye las pruebas de degradación acelerada destinadas a estimar la vida de servicio final sin efectuar varios años de pruebas. Para satisfacer esta necesidad, la

>Pruebas HPHT. Se necesitan equipos e instalaciones especiales para evaluar los fluidos, los dispositivos mecánicos y los componentes electrónicos en condiciones realistas de fondo de pozo. Las herramientas de adquisición de registros y los componentes electrónicos asociados pueden ser ensayados en un simulador de tubería de revestimiento HPHT (*extremo superior izquierdo*), a temperaturas y presiones de hasta 316°C y 207 MPa, respectivamente. Los consistómetros HPHT (*extremo superior, centro*) pueden evaluar el comportamiento de espesamiento y fraguado de las lechadas de cemento hasta 371°C [700°F] y 207 MPa. (Fotografía, cortesía de Cement Testing Equipment, Inc.). Un dispositivo similar para medir el comportamiento reológico de los fluidos de perforación puede operar a 316°C y 276 MPa [40,000 lpc] (*extremo superior derecho*). (Fotografía, cortesía de AMETEK, Inc.). Para las mediciones de aseguramiento del flujo, las celdas de análisis de la relación presión-volumen-temperatura (PVT) HPHT (*centro*) detectan los cambios de la fase de fluido y los puntos de burbujeo en condiciones de hasta 250°C y 172 MPa. Por razones de seguridad, los ingenieros colocan el equipo en recintos de pruebas, reforzados e individuales (*extremo inferior izquierdo*), y lo controlan en forma remota desde una instalación central (*extremo inferior, centro*). Antes de su envío al campo, las soluciones integradas pueden ser probadas en el pozo en el centro de Schlumberger en Sugar Land, Texas (*extremo inferior derecho*), diseñado para operar hasta 316°C y 241 MPa.



industria ha construido instalaciones de última generación que permiten que los ingenieros efectúen evaluaciones realistas (*derecha*). Muchas pruebas se llevan a cabo conforme a métodos industriales estándar; sin embargo, las condiciones de fondo de pozo cada vez más severas están acercándose rápidamente a los límites de los procedimientos de pruebas documentados.<sup>5</sup>

Las evaluaciones de laboratorio corresponden a tres categorías principales: fluidos, dispositivos mecánicos y componentes electrónicos. Los ingenieros colocan una diversidad de sistemas de fluidos en los pozos a lo largo de todas sus vidas productivas. Las pruebas efectuadas bajo condiciones de fondo de pozo simuladas responden a dos preguntas básicas. ¿Puede prepararse y colocarse correctamente el fluido en el pozo? ¿Será suficientemente estable el fluido como para ejecutar sus funciones previstas? El protocolo de pruebas es a menudo complejo e implica evalua-

ciones de la reología, la filtración, la corrosión y las propiedades mecánicas.<sup>6</sup>

Los dispositivos mecánicos incluyen sellos, filtros y empacadores, además de piezas rotativas y alternativas, tales como ejes, pistones, válvulas y bombas. Aparte de la exposición a condiciones HPHT, la prueba de calificación incluye el contacto con peligros tales como los impactos mecánicos y la presencia de ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S], dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] y fluidos erosivos cargados de partículas.

Los componentes electrónicos y los sensores, el tercer elemento, son particularmente vulnerables a las altas temperaturas. El desafío clave es

la estabilidad de los materiales plásticos o compuestos que proveen a los componentes electrónicos modernos integridad estructural y aislamiento. Los fabricantes de componentes electrónicos no realizan actividades extensivas de investigación y desarrollo (R&D) en el dominio HPHT, porque el tamaño del mercado de la electrónica HPHT es diminuto en comparación con el de los componentes electrónicos para consumidores, tales como los teléfonos móviles. Como resultado, los ingenieros especialistas en equipos para campos petroleros deben determinar el límite del tiempo operacional de los componentes electrónicos existentes, bajo condiciones de fondo de pozo simuladas.

2. El término "hc" proviene de las clasificaciones de los declives montañosos más pronunciados utilizadas por la prueba de ciclismo Tour de France. En idioma francés, "hc" corresponde a "hors catégorie," lo que significa en esencia "más allá de clasificación."

3. Adamson K, Birch G, Gao E, Hand S, Macdonald C, Mack D y Quadri A: "High-Pressure, High-Temperature Well Construction," *Oilfield Review* 10, no. 2 (Verano de 1998): 36-49.

Baird T, Fields T, Drummond R, Mathison D, Langseth B, Martin A y Silipigno L: "High-Pressure, High-Temperature Well Logging, Perforating and Testing," *Oilfield Review* 10, no. 2 (Verano de 1998): 50-67.

4. Arena M, Dyer S, Bernard LJ, Harrison A, Luckett W, Rebler T, Srinivasan S, Borland B, Watts R, Lesso B y Warren TM: "Pruebas de tecnologías para operaciones de pozo," *Oilfield Review* 17, no. 4 (Primavera de 2006): 62-73.

5. Las organizaciones que rigen las pruebas y la calificación de los productos y servicios de campos petroleros son el Instituto Americano del Petróleo (API), la Organización Internacional para la Estandarización (ISO), NACE Internacional (NACE) y ASTM Internacional (ASTM).

6. Para obtener más información sobre las pruebas de fluidos en laboratorios, consulte: Dargaud B y Boukhefifa L: "Laboratory Testing, Evaluation and Analysis of Well

Cements," en Nelson EB and Guillot D (eds): *Well Cementing*—2da Edición. Houston: Schlumberger (2006): 627-658.

Gusler W, Pless M, Maxey J, Grover P, Pérez J, Moon J y Boaz T: "A New Extreme HPHT Viscosimeter for New Drilling Fluid Challenges," artículo IADC/SPE 99009, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Miami, Florida, EUA, 21 al 23 de febrero de 2006.

"Laboratory Techniques for Fracturing-Fluid Characterization," en Economides MJ and Nolte KG (eds): *Reservoir Stimulation*. Houston: Schlumberger Educational Services (1987): C-1-C-3.

La disponibilidad de centros de prueba sofisticados, sumada a un intenso esfuerzo de R&D, condujo al desarrollo de nuevos productos y servicios HPHT, que abarcan todas las etapas de las operaciones de pozos. Muchos de estos avances se destacan en las secciones siguientes.

### Perforación y evaluación de formaciones

Durante la perforación de pozos HPHT, los ingenieros frecuentemente encuentran formaciones sobrepresionadas, zonas débiles y lutitas reactivas. Además, los pozos son a menudo de diámetro reducido y altamente desviados. Para mantener el control del pozo, la presión hidrostática del fluido de perforación debe ser suficientemente alta como para resistir la presión de poro de la formación, pero suficientemente baja como para evitar el fracturamiento de la formación y la pérdida de circulación. En consecuencia, el rango aceptado de densidad del fluido suele ser pequeño, requiriendo un control cuidadoso de la circulación del fluido con el fin de evitar oleadas de presión que excedan las presiones de fractura de la formación. Para prevenir el daño de la formación o el colapso del pozo, los fluidos de perforación deben inhibir el hinchamiento de las arcillosas. El fluido de perforación debe ser además químicamente estable y no corrosivo bajo condiciones HPHT.

En la última década, los fluidos de perforación a base de sales de formiato han desplazado a los fluidos convencionales a base de haluros en los pozos HPHT.<sup>7</sup> Los fluidos que contienen haluros son altamente corrosivos para el acero a temperaturas elevadas y generan peligros ambientales. Las tasas de corrosión asociadas con las soluciones de formiatos son bajas, siempre que el pH del fluido permanezca en el rango alcalino. Por esta

razón, los lodos a base de formiatos son taponados usualmente con una sal carbonatada. A diferencia de los haluros, los formiatos se biodegradan fácilmente y pueden utilizarse con confianza en zonas ambientalmente sensibles.

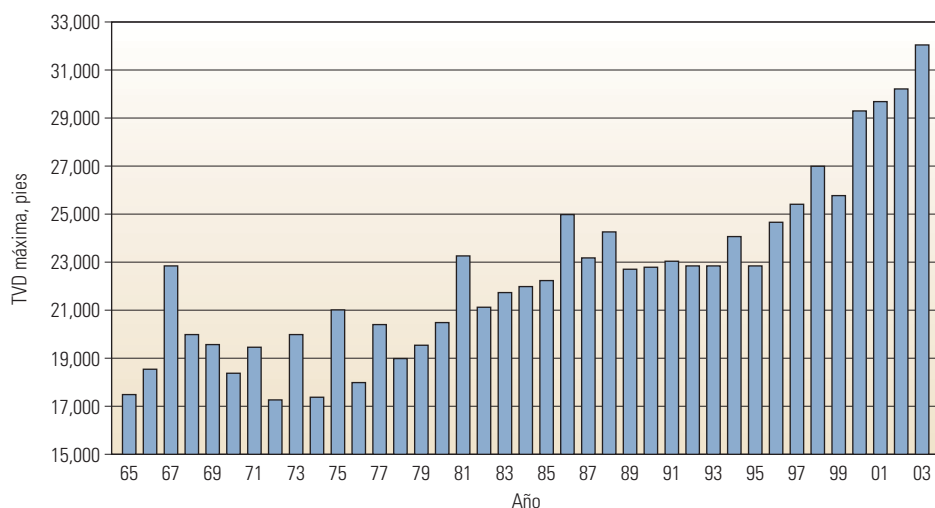
Los formiatos son extremadamente solubles en agua y pueden utilizarse para crear emulsiones inversas o salmueras sin sólidos, cuyas densidades alcanzan hasta 2,370 kg/m<sup>3</sup> [19.7 lbm/galón], reduciendo la necesidad de contar con agentes espesantes.<sup>8</sup> Las concentraciones de sólidos más bajas a menudo mejoran la velocidad de penetración de la barrena de perforación y permiten un mejor control de las propiedades reológicas. Las salmueras a base de formiatos poseen además baja actividad de agua; en consecuencia, a través de los efectos osmóticos, reducen la hidratación de las arcillas de formación y contribuyen a la estabilidad del pozo.<sup>9</sup>

Statoil reportó actividades exitosas con fluidos a base de formiatos durante la perforación de pozos HPHT de alto ángulo en el Mar del Norte.<sup>10</sup> Los pozos se encuentran ubicados en los campos Kvitebjørn, Kristin y Huldra, en donde las presiones de yacimiento alcanzan hasta 80.7 MPa [11,700 lpc] y sus temperaturas llegan hasta 155°C [311°F]. Además, existen secuencias largas de lutitas reactivas interestratificadas. A pesar del ambiente desafiante, Statoil no experimentó ningún incidente de control de pozos en los 15 pozos HPHT perforados en esos campos durante un período de cinco años. Por otro lado, el control de las arcillas de formación y los recortes de perforación ayudó a mantener un nivel bajo de concentración de sólidos, lo que permitió al operador reciclar y reutilizar el fluido de perforación en forma rutinaria.

Las condiciones HPHT plantean abundantes desafíos para los científicos e ingenieros que diseñan y operan herramientas de evaluación de formaciones. Como se mencionó precedentemente, los componentes más vulnerables de las herramientas son los sellos y los componentes electrónicos. La física de las mediciones dictamina la exposición directa de la mayoría de los sensores de las herramientas de adquisición de registros a las condiciones de pozo; en consecuencia, se encuentran incorporados en una sonda. La mayoría de las secciones de la sonda se llenan con aceite hidráulico e incluyen un pistón de compensación que equilibra las presiones interna y externa para mantener la integridad estructural e impedir la implosión de la herramienta. Las sondas actuales son operadas rutinariamente a presiones de hasta 207 Mpa [30,000 lpc].

Los componentes electrónicos están separados y protegidos dentro de una sección del cartucho especialmente diseñada.<sup>11</sup> A diferencia de las secciones de la sonda, los cartuchos electrónicos no están compensados por presión porque las altas presiones triturarían los componentes electrónicos alojados en su interior. Durante una maniobra de adquisición de registros, los componentes electrónicos permanecen a presión atmosférica dentro de la cubierta del cartucho, la cual debe resistir la presión externa. El colapso de la cubierta no sólo destruiría los componentes electrónicos, sino también podría distorsionar la herramienta hasta un punto en que sería necesaria una operación de pesca. La protección de la presión es provista mediante cubiertas de una aleación de titanio.

Las fugas producidas en las superficies de los sellos o en las uniones también pueden ocasionar fenómenos de atoramiento y la destrucción del cartucho electrónico. Por consiguiente, a lo largo de la sarta de herramientas se colocan estratégicamente anillos de sello de sección circular para sellar las conexiones y los compartimentos internos. Para evitar la falla catastrófica de toda la sarta de herramientas, las herramientas individuales también se aíslan entre sí mediante tabiques estancos, similares a los de un submarino. Los anillos de sello de sección circular para aplicaciones HPHT están compuestos de elastómeros fluoropoliméricos. El elastómero Viton, el ejemplo más común, está diseñado para operar a temperaturas de hasta 204°C [400°F]. A temperaturas más elevadas, la formulación del elastómero Viton se rompe y pierde elasticidad. Para estas situaciones extremas, los ingenieros de Schlumberger poseen anillos de sello de sección circular, fabricados con el elastómero Chemraz; un material de avanzada que es estable hasta aproximadamente 316°C [600°F], pero que resulta significativamente más caro que su contraparte, el elastómero Viton.<sup>12</sup>



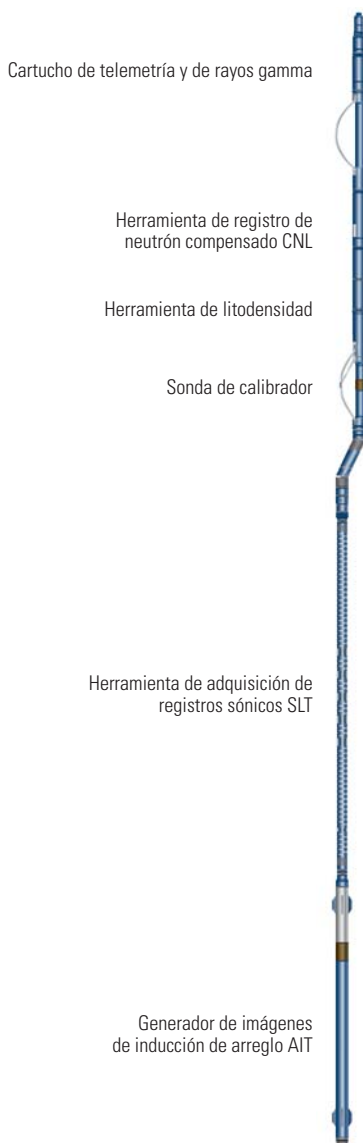
▲ Tendencia de la profundidad de pozo máxima en el Golfo de México. Desde mediados de la década de 1990, se ha producido una aceleración significativa de la tendencia. En los próximos años se prevén condiciones de fondo de pozo sin precedentes, con temperaturas de fondo de pozo superiores a 260°C y cercanas a 241 MPa, respectivamente.



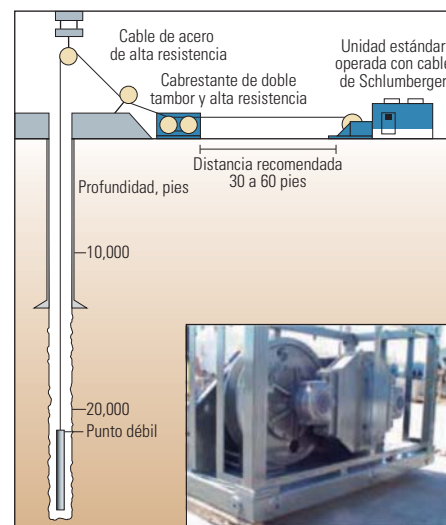
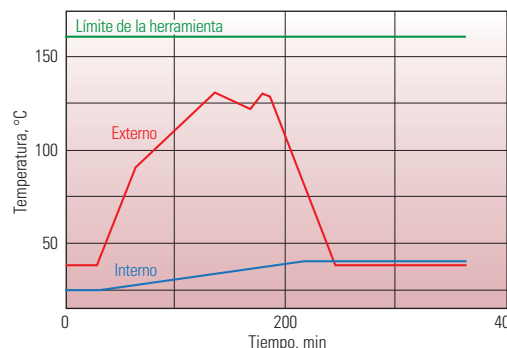
Los sistemas electrónicos actuales, para las operaciones de obtención de registros en condiciones HPHT, pueden operar continuamente a temperaturas de hasta 177°C. La temperatura existente dentro del cartucho electrónico es una función de la temperatura de fondo de pozo y del calor interno generado por los componentes electrónicos. Cuando se anticipan temperaturas externas más elevadas, los ingenieros colocan la herramienta dentro de un recipiente Dewar aislante; una camisa sellada al vacío que retarda la transmisión del calor. Dependiendo de la duración de la carrera de adquisición de registros, los recipientes Dewar permiten ejecutar operaciones a temperaturas de hasta 260°C. Recientemente, se han logrado tiempos de carrera extendidos con la introducción de los componentes electrónicos de bajo consumo de energía, los cuales generan menos calor interno.

7. Las sales de formatos se basan en el ácido fórmico; HCOOH. El sodio, el potasio y el formiato de cesio (y sus combinaciones) se utilizan en aplicaciones de fluidos de perforación.
8. Una emulsión inversa contiene petróleo en la fase continua, o externa, y agua en la fase interna.
9. La actividad de agua ( $a_w$ ) es la cantidad de agua en equilibrio disponible para hidratar los materiales. Cuando el agua interactúa con los solutos y las superficies, no está disponible para otras interacciones de hidratación. Un valor  $a_w$  de uno indica la presencia de agua pura, mientras que el cero indica la ausencia total de moléculas de agua "libre." El agregado de solutos (tales como las sales de formatos) siempre reduce la actividad de agua.  
Byrne M, Patey I, George L, Downs J y Turner J: "Formate Brines: A Comprehensive Evaluation of Their Formation Damage Control Properties Under Realistic Reservoir Conditions," artículo SPE 73766, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control de Daño de Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, EUA, 20 al 21 de febrero de 2002.
10. Berg PC, Pedersen ES, Lauritsen A, Behjat N, Hagerup-Jenssen S, Howard S, Olsvik G, Downs JD, Harris M y Turner J: "Drilling, Completion and Openhole Formation Evaluation of High-Angle Wells in High-Density Cesium Formate Brine: The Kvitebjørn Experience, 2004–2006," artículo SPE/IADC 105733, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Amsterdam, 20 al 22 de febrero de 2007.
11. La sonda es la sección de una herramienta de adquisición de registros que contiene los sensores de medición. El cartucho contiene los componentes electrónicos y las fuentes de energía.
12. El elastómero Viton es un copolímero de fluoruro de vinilideno y hexafluoroisopropeno,  $(CH_2CF_2)_n(CF(CF_3)CF_2)_n$ . El elastómero Chemraz es un compuesto similar que contiene más fluorina. Ambos se relacionan con el conocido fluoropolímero Teflón.
13. Sarian S: "Wireline Evaluation Technology in HPHT Wells," artículo SPE 97571, presentado en el Taller de Tecnología Aplicada de Diseño de Pozos Corrosivos de Alta Presión/Alta Temperatura de la SPE, The Woodlands, Texas, 17 al 19 de mayo de 2005.
14. Introducidas a fines de la década de 1990, las herramientas de adquisición de registros de pozos Xtreme registran los parámetros que permiten estimar las propiedades petrofísicas básicas en condiciones de hasta 260°C y 172 MPa [25,000 lpc]. Las mediciones incluyen los registros de resistividad, densidad de formación, porosidad-neutrón, registros sísmicos, y la espectroscopía de rayos gamma.  
Henkes IJ y Prater TE: "Formation Evaluation in Ultra-Deep Wells," artículo SPE/IADC 52805, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Amsterdam, 9 al 11 de marzo de 1999.

Desde mediados de la década de 1990, las profundidades de los pozos del Golfo de México se han incrementado rápidamente y las temperaturas y



presiones de fondo hicieron lo mismo (página anterior).<sup>13</sup> Por el contrario, el tamaño del pozo usualmente se reduce con la profundidad. En respuesta a esta tendencia, los ingenieros de Schlumberger introdujeron la plataforma de adquisición de registros de pozos SlimXtreme; una versión en miniatura del sistema de adquisición de registros HPHT Xtreme (abajo).<sup>14</sup> Este servicio ofrece la misma serie de mediciones que su contraparte más grande, empaquetado en una sarta de herramientas de 3 pulgadas de diámetro. Como resultado, el sistema puede ser operado dentro de



Equipos y software para las operaciones de muestreo y adquisición de registros con herramientas operadas con cable en pozos HPHT. La plataforma SlimXtreme (izquierda), diseñada para la perforación de pozos de diámetro reducido en ambientes HPHT y pozos de alto ángulo, provee una serie completa de mediciones de fondo de pozo en pozos de tan sólo 3½ pulgadas. Los ingenieros operan las herramientas a velocidades de hasta 1,097 m/h [3,600 pies/h], y los datos pueden transmitirse a la superficie a través de un cable con una longitud de hasta 10,970 m [36,000 pies]. El software de planificación de la temperatura simula la operación de adquisición de registros y pronostica las temperaturas externa (rojo) e interna (azul) de la herramienta en función del tiempo (extremo superior derecho). En este ejemplo, la temperatura externa de la herramienta se incrementa y se reduce conforme la herramienta se baja en el pozo y luego se recupera. No obstante, la temperatura interna de la herramienta permanece bien por debajo del límite de 160°C (verde), lo cual indica que los componentes electrónicos estarán protegidos. Estas simulaciones son útiles para optimizar la operación y asegurar la supervivencia de la herramienta. La aplicación considera varios parámetros de la operación, incluyendo las condiciones de pozo, la velocidad de adquisición de registros y el uso de recipientes Dewar. El riesgo de atascamiento de las sarts de herramientas se incrementa durante los procesos de adquisición de registros y muestreo realizados en pozos HPHT de diámetro reducido y profundos. El empleo de un sistema de despliegue de alta tensión (extremo inferior derecho) mitiga el riesgo mediante la combinación de una unidad a cable estándar de Schlumberger, un cabrestante de doble tambor y alta resistencia, y un cable de acero también de alta resistencia. El cabrestante incrementa la fuerza de tracción que puede ejercerse sobre el cable, permitiendo la recuperación de las sarts de herramientas pesadas y reduciendo el riesgo de atascamiento.

aperturas tan pequeñas como una columna de perforación de 3½ pulgadas o un agujero descubierto de 3¾ pulgadas. Además, gracias, en parte, a la superficie externa más baja de la cubierta de titanio, la sarta de herramientas SlimXtreme puede operar a presiones de hasta 207 MPa.

Chevron aplicó la tecnología SlimXtreme en el Golfo de México mientras registraba los pozos exploratorios de aguas profundas del área prospectiva Tonga del Bloque Green Canyon 727. Durante las carreras de adquisición de registros hasta 9,700 m [31,824 pies], el sistema trabajó bajo presiones de hasta 26,000 lpc [180 MPa] y siguió operando con éxito. Otro pozo exploratorio de Chevron, el Pozo Endeavour 2 situado en el sur de Texas, permitió comprobar el desempeño de la plataforma SlimXtreme a temperaturas elevadas. La sarta de herramientas que incorpora las porciones encerradas en un recipiente Dewar, pudo proveer datos confiables hasta una profundidad de 6,645 m [21,800 pies] y una temperatura 254°C [489°F].

Los pozos HPHT profundos plantean desafíos adicionales para la adquisición de registros con herramientas operadas con cable. Usualmente se necesitan múltiples carreras para obtener la información, y los pozos pequeños, los cables largos y las sarts de herramientas pesadas incrementan el riesgo de atascamiento de las herramientas. Las operaciones de pesca para recuperar las herramientas en pozos profundos son costosas, lentas e inciertas; y se traducen posiblemente en problemas de atascamiento de la columna de perforación, daño o pérdida de las herramientas. Para minimizar el daño, los ingenieros de Schlumberger desarrollaron un método mejorado de despliegue de herramientas utilizando cable de alta tensión y un cabrestante. El sistema permite el despliegue rápido de la sarta de adquisición de registros y una capacidad de tracción mucho mayor, lo cual reduce el riesgo de atascamiento de las herramientas.

Otra operación importante con cable consiste en la adquisición de muestras de fluidos de yacimientos de hidrocarburos y su análisis en el fondo del pozo o en la superficie. Los resultados de las pruebas proveen a las compañías petroleras la información necesaria para decidir cómo terminar un pozo, desarrollar un campo, diseñar las instalaciones de superficie, conectar campos satélites y combinar la producción entre pozos.<sup>15</sup> Las condiciones HPHT aumentan la dificultad del proceso de muestreo en el fondo del pozo. Además, las muestras presurizadas de fluidos vivos deben ser transportadas de manera segura a la superficie y luego a los laboratorios cercanos. Las operaciones de muestreo en pozos HPHT son onerosas, especialmente en áreas marinas; por consiguiente, la recolección de muestras de alta calidad es crucial para justificar la inversión.

En el año 2004, Chevron comenzó a perforar pozos exploratorios en el *play* del Terciario Inferior en el área de aguas profundas del Golfo de México (véase “La recompensa que yace por debajo de la sal,” *página 4*). Estos pozos pueden ser difíciles de perforar y terminar; se encuentran en tirantes de agua de hasta 3,000 m [9,800 pies], sus profundidades totales superan los 7,600 m [25,000 pies], y sus presiones y temperaturas de fondo a menudo se aproximan a 20,000 lpc [138 MPa] y 200°C [392°F], respectivamente. En el año 2006, Chevron decidió invertir recursos considerables y tiempo de equipo de perforación para efectuar una prueba extendida de pozo (EWT) en el Pozo Jack 2, situado al sudoeste de Nueva Orleans y a 282 km [175 millas] de la costa. Se requirió una prueba de formación de larga duración, efectuada mediante la columna de perforación (DST), para adquirir información vital de yacimientos y producción, que reduciría la incertidumbre y el riesgo asociados con la compartimentalización del yacimiento, las propiedades de los fluidos y la productividad. A 8,588 m [28,175 pies], la prueba del Pozo Jack 2 fue la prueba más profunda que se haya intentado en el Golfo de México.

Antes de efectuar la prueba DST, Chevron seleccionó la herramienta de muestreo de fluidos Quicksilver Probe para extraer muestras de fluido de formación de alta pureza. Este sistema emplea un sistema único de admisión múltiple para minimizar la contaminación de la muestra de fluidos de formación y opera a temperaturas de hasta 350°F. Las muestras adquiridas con el módulo Quicksilver Probe contenían menos del 1% de contaminación después de 4 horas de bombeo. Los

datos de las propiedades de los fluidos provistos por las muestras permitieron al operador efectuar ajustes en los procedimientos de perforación y pruebas de pozos, que redujeron el riesgo general.

La prueba EWT del Pozo Jack 2 también requirió un sistema de disparos HPHT. Luego de consultar con el personal de Chevron, los ingenieros de Schlumberger construyeron una combinación de herramientas construidas para operar a presiones de hasta 25,000 lpc [172 MPa]. El sistema de disparos del Pozo Jack 2 tenía incorporado un cañón de 7 pulgadas capaz de disparar 18 tiros por pie (tpp), además de un amortiguador de disparos y un cabezal de disparo electrónico redundante. Se requirieron aproximadamente nueve meses de ingeniería, manufactura y pruebas para satisfacer todos los requerimientos. Se llevó a cabo una prueba de desempeño final de 90 días en el Centro de Terminaciones de Yacimientos de Schlumberger (SRC) en Rosharon, Texas. Dicha prueba se efectuó en el interior de un recipiente de prueba que simulaba las condiciones anticipadas de fondo de pozo. Las herramientas funcionaron correctamente y los ingenieros de Chevron aprobaron el despliegue del equipo de disparos en el equipo de perforación.

La prueba EWT fue un éxito y el Pozo Jack 2 mantuvo una tasa de flujo de más de 6,000 bbl/d [950 m³/d] de petróleo crudo proveniente de aproximadamente el 40% del espesor productivo neto del pozo. Este resultado condujo a Chevron y sus socios a solicitar sistemas de disparos HPHT de diversos tamaños para los pozos de evaluación adicionales cercanos y los desarrollos de campos futuros en otras partes del área de aguas profundas del Golfo de México.<sup>16</sup>

15. Akkurt R, Bowcock M, Davies J, Del Campo C, Hill B, Joshi S, Kundu D, Kumar S, O'Keefe M, Samir M, Tarvin J, Weinheber P, Williams S y Zeybek M: “Muestreo guiado y análisis de fluidos en el fondo del pozo,” *Oilfield Review* 18, no. 4 (Primavera de 2007): 4–21.
- Betancourt S, Davies T, Kennedy R, Dong C, Elshahawi H, Mullins OC, Nighswander J y O'Keefe M: “Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos,” *Oilfield Review* 19, no. 3 (Invierno de 2007/2008): 60–75.
16. Aghar H, Carie M, Elshahawi H, Ricardo Gómez J, Saeedi J, Young C, Pinguet B, Swainson K, Takla E y Theuveny B: “Nuevos alcances en pruebas de pozos,” *Oilfield Review* 19, no. 1 (Verano de 2007): 44–59.
17. Nelson EB y Barlet-Gouédard V: “Thermal Cements,” en Nelson EB and Guillot D (eds): *Well Cementing*—2da Edición. Houston: Schlumberger (2006): 319–341.
18. Alboudwarej H, Felix J, Taylor S, Badry R, Bremner C, Brough B, Skeates C, Baker A, Palmer D, Pattison K, Beshry M, Krawchuk P, Brown G, Calvo R, Cañas Triana JA, Hathcock R, Koerner K, Hughes T, Kundu D, López de Cardenas J y West C: “La importancia del petróleo pesado,” *Oilfield Review* 18, no. 2 (Otoño de 2006): 38–59.
19. Thiercelin M: “Mechanical Properties of Well Cements,” en Nelson EB and Guillot D (eds): *Well Cementing*—2da Edición. Houston: Schlumberger (2006): 269–288.
- James S y Boukhefifa L: “Zonal Isolation Modeling and Measurements—Past Myths and Today's Realities,” artículo SPE 101310, presentado en la Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi de la SPE, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 5 al 8 de noviembre de 2006.

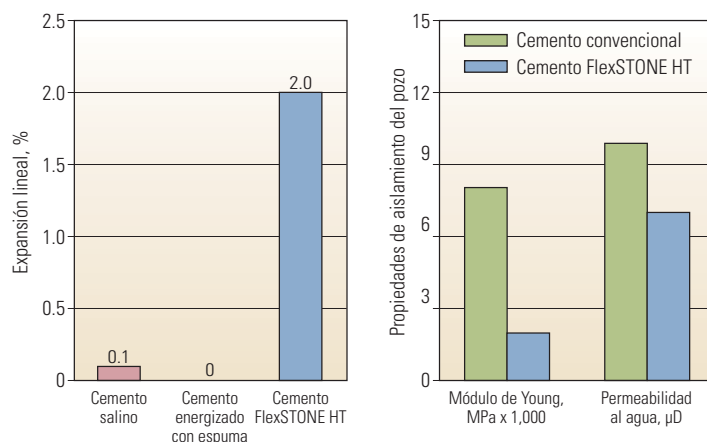
20. El módulo de Young, también conocido como módulo de elasticidad, es la relación existente entre el esfuerzo aplicado a un objeto y la deformación resultante, o tensión. Los módulos de Young más bajos corresponden a materiales más flexibles.
21. Abbas R, Cunningham E, Munk T, Bjelland B, Chukwueke V, Ferri A, Garrison G, Hollies D, Labat C y Moussa O: “Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal,” *Oilfield Review* 14, no. 3 (Invierno de 2002/2003): 18–31.
- Stiles D: “Effects of Long-Term Exposure to Ultrahigh Temperature on the Mechanical Parameters of Cement,” artículo IADC/SPE 98896, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Miami, Florida, 21 al 23 de febrero de 2006.
22. Para obtener más información sobre cementos con diseño de la distribución de las partículas, consulte: Nelson EB, Drochon B y Michaux M: “Special Cement Systems,” en Nelson EB and Guillot D (eds): *Well Cementing*—2da Edición. Houston: Schlumberger (2006): 233–268.
23. Los sistemas de cementación que se expanden levemente después de fraguar constituyen una forma comprobada de sellar el microespacio anular y mejorar los resultados de la cementación primaria. El mejoramiento de la adherencia resulta de ajustar el revestimiento de cemento contra la tubería de revestimiento y la formación.
24. Palmer IAC: “Jade North Sea HPHT Development: Innovative Well Design Generates Best in Class Performance,” artículo SPE/IADC 92218, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 23 al 25 de febrero de 2005.

## Cementación y aislamiento zonal

La provisión de aislamiento por zonas en los pozos profundos de petróleo y gas, tales como el Pozo Jack 2, requiere el empleo de sistemas de cementación que sean estables en los ambientes HPHT. Los cementos térmicamente estables también son necesarios en los pozos que producen por inyección de vapor y en los pozos geotérmicos.<sup>17</sup> El comportamiento físico-químico de los cementos para pozos cambia significativamente a temperaturas y presiones elevadas. Sin un diseño de lechada adecuado, la integridad del cemento fraguado puede deteriorarse, conduciendo potencialmente a la pérdida del aislamiento zonal. A diferencia de muchas otras tecnologías HPHT, los cementos para pozos están expuestos permanentemente a las condiciones de fondo de pozo y deben soportar la tubería de revestimiento y proveer aislamiento zonal durante varios años.

El cemento Pórtland es utilizado en casi todas las aplicaciones de cementación de pozos. Los minerales ligantes predominantes son los hidratos de silicato de calcio (CSH). A temperaturas superiores de aproximadamente 110°C [230°F], se producen transformaciones mineralógicas que pueden hacer que el cemento fraguado se contraiga, pierda resistencia y aumente su permeabilidad. Este deterioro puede minimizarse o incluso evitarse mediante el agregado de al menos 35% de sílice por peso del cemento. El ajuste composicional produce la formación de minerales CSH que preservan las propiedades deseadas del cemento fraguado. Si bien los sistemas de cemento Pórtland estabilizados con sílice pueden utilizarse a temperaturas de hasta 370°C [700°F] aproximadamente, son susceptibles a otros desafíos que plantean los pozos térmicos.

Un sistema de cemento térmicamente estable puede proveer inicialmente un grado de aislamiento zonal adecuado; no obstante, los cambios producidos en las condiciones de fondo de pozo pueden inducir esfuerzos que comprometen la integridad del revestimiento de cemento. Los esfuerzos tectónicos y los cambios grandes producidos en la presión o la temperatura del pozo pueden fisurar el revestimiento de cemento e incluso reducirlo a escombros. Las fluctuaciones radiales del tamaño de la tubería de revestimiento, inducidas por los cambios de temperatura y presión, pueden dañar la adherencia entre el cemento fraguado y la tubería de revestimiento o la formación, creando un microespacio anular. Estos problemas son particularmente inquietantes en los pozos profundos y calientes y en los pozos de recuperación térmica que emplean procesos de estimulación cíclica por vapor de agua (CSS) o procesos de drenaje por gravedad asistido con vapor de agua (SAGD).<sup>18</sup>



▲ Propiedades del cemento FlexSTONE HT a 200°C, comparadas con las de los cementos convencionales. Para asegurar la adherencia correcta en las interfaces existentes entre el cemento y la tubería de revestimiento y entre el cemento y la formación, los cementos FlexSTONE pueden ser formulados para proveer un grado mucho mayor de expansión después del fraguado que los sistemas convencionales (*izquierda*). Los sistemas FlexSTONE HT ofrecen además propiedades mejoradas de aislamiento zonal, incluyendo un módulo de Young más bajo y menos permeabilidad (*derecha*).

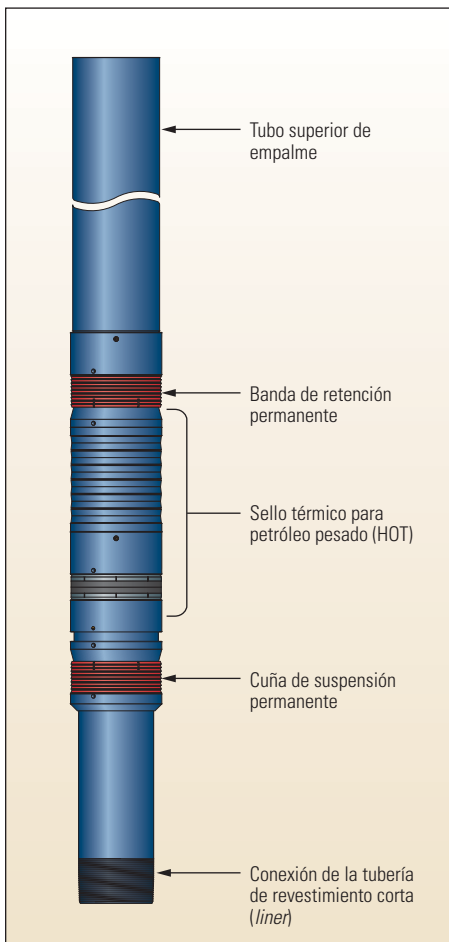
Hasta hace poco, la industria de cementación de pozos se centraba en un parámetro mecánico—la resistencia a la compresión uniaxial confinada—para satisfacer un diseño de cementación adecuado. Las dificultades a más largo plazo descritas precedentemente condujeron a los científicos de Schlumberger a investigar en mayor detalle las propiedades mecánicas del cemento fraguado, junto con los modelos que rigen el comportamiento mecánico de las tuberías de acero y las rocas. Estos científicos adaptaron los modelos a la geometría de un pozo e introdujeron el software CemSTRESS; una aplicación de computación que analiza el comportamiento de un revestimiento de cemento expuesto a condiciones anticipadas de fondo de pozo. Este software analiza los esfuerzos radial y tangencial soportados por el revestimiento de cemento como resultado de las pruebas de presión, los cambios en las propiedades de las formaciones y las fluctuaciones de temperatura. Además de la resistencia a la compresión, los algoritmos CemSTRESS consideran el módulo de Young, la relación de Poisson y la resistencia a la tracción, y ayudan a los ingenieros a determinar las propiedades mecánicas adecuadas del cemento para una aplicación dada.<sup>19</sup>

El análisis con la aplicación CemSTRESS indica usualmente que los revestimientos de cemento en los pozos CSS y SAGD deben ser más flexibles que en los sistemas convencionales. Esto puede lograrse mediante el empleo de cementos con módulos de Young más bajos (*arriba*).<sup>20</sup> Además, el revestimiento de cemento debe expandirse levemente después de fraguar para garantizar el contacto firme con la tubería de revestimiento y la formación. Estos requerimientos condujeron al

desarrollo del cemento flexible para condiciones de alta temperatura FlexSTONE HT.<sup>21</sup> Este cemento forma parte de una familia que combina el concepto de distribución del tamaño de la partícula de la tecnología CemCRETE con las partículas flexibles que reducen el módulo de Young.<sup>22</sup> Además, la expansión después del fraguado puede ser significativamente superior a la de los sistemas de cementación convencionales, lo cual contribuye a la adherencia con la tubería de revestimiento y la formación.<sup>23</sup> El límite de temperatura del cemento FlexSTONE HT es de aproximadamente 250°C [482°F].

Un operador de la región británica del Mar del Norte se había planteado una meta ambiciosa de producir gas a un régimen de producción sostenido de 6.8 millones de m<sup>3</sup>/d [240 MMpc/d] de tres pozos con una temperatura de fondo de 193°C [380°F].<sup>24</sup> El logro de este objetivo requeriría reducciones de presión inusualmente altas, ejerciéndose un esfuerzo mecánico significativo sobre la tubería de revestimiento y sobre el revestimiento de cemento y la formación. Utilizando el software CemSTRESS, los ingenieros de Schlumberger determinaron que la colocación del cemento FlexSTONE HT en la zona de producción proveería un sello tipo junta capaz de tolerar la severidad del ambiente. Después de la colocación del cemento, las sartas de producción fueron sometidas a pruebas de presión de hasta 69 MPa y a pruebas de reducción de presión de más de 41MPa [6,000 lpc]. El revestimiento de cemento se mantuvo intacto. Transcurridos más de dos años de producción, no se ha registrado problema alguno de integridad de pozos.





^ Colgador para tubería de revestimiento corta (*liner*) para alta temperatura de Schlumberger. Desarrollado para aplicaciones de inyección de vapor de agua, el colgador del liner presenta sellos hechos de fibra de carbono y aleación INCONEL. La herramienta posee cuñas permanentes y un mandril de una sola pieza para minimizar los posibles trayectos de fugas y puede ser rotada durante su operación en el pozo. Hasta la fecha, los ingenieros de Schlumberger han instalado más de 150 unidades en Canadá, sin falla alguna en las pruebas de presión. Algunos de los sistemas han subsistido hasta 10 ciclos térmicos, a temperaturas de hasta 343°C [649°F].

Los proyectos de petróleo pesado que incluyen pozos SAGD también emplean el cemento FlexSTONE HT extensivamente. Un yacimiento de Europa Oriental contenía un petróleo crudo particularmente espeso; con una viscosidad de 12,000 MPa-s [12,000 cP] y una densidad de 17°API. La explotación del petróleo por el método minero había sido el procedimiento de recuperación estándar. Para reducir los costos de producción, el operador optó por ensayar el método SAGD en un pozo piloto. Este enfoque planteó múltiples problemas de construcción del pozo: secciones horizontales de 300 m [984 pies] a una TVD de 228 m [748 pies], temperaturas cercanas a 250°C y esfuerzos ejercidos sobre el revesti-

miento de cemento resultantes de los ciclos de producción térmica y de una formación blanda. El cemento FlexSTONE HT toleró con éxito las condiciones de producción, sin pérdida del aislamiento zonal, y el operador ha planificado instalaciones SAGD adicionales. Los pozos CSS y SAGD de Canadá, Venezuela, Egipto, Indonesia y California, EUA, también se beneficiaron de las ventajas del cemento FlexSTONE HT.

Los pozos CSS y SAGD requieren equipos de terminación especializados, de alto rendimiento, para manejar los ciclos de temperaturas extremas. Los sellos elastoméricos comunes a menudo

fallan. Esto permite que la presión y los fluidos fuguen por la tubería de revestimiento, reduciendo la eficiencia de la inyección de vapor e incrementando la posibilidad de corrosión de la tubería de revestimiento. Recientemente, los ingenieros de Schlumberger comenzaron a utilizar sellos fabricados utilizando un hilo de fibras de carbono contenidas en una camisa de aleación INCONEL. Estos sellos poseen la capacidad de operar a temperaturas de vapor ciclado de hasta 340°C [644°F] y a presiones de hasta 21 MPa [3,000 lpc], lo cual permite el despliegue confiable de sistemas lineales térmicos (izquierda).



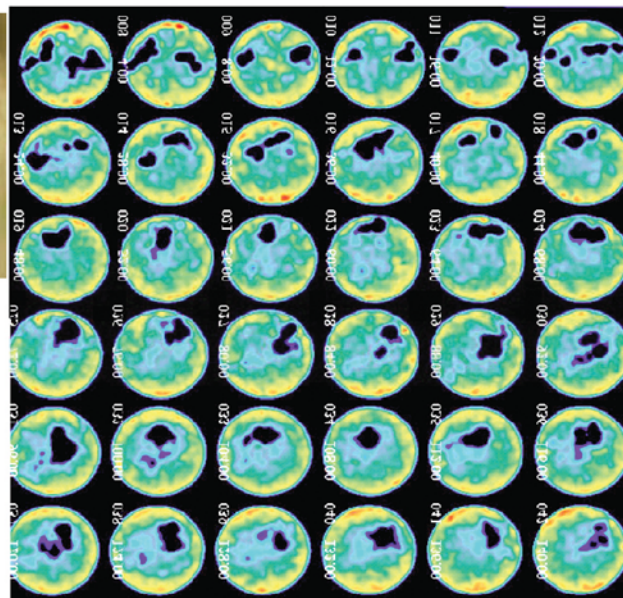
^ Agujeros de gusanos formados durante un tratamiento de acidificación de la matriz de una muestra de una formación carbonatada, efectuado a escala de laboratorio. La longitud, dirección y número de los agujeros de gusanos dependen de la reactividad de la formación y de la velocidad con la que el ácido ingresa en la formación. Una vez formados, los agujeros de gusanos acarrean virtualmente todo el flujo de fluido durante la producción.

Los colgadores térmicos de Schlumberger para tuberías de revestimiento cortas en condiciones de alta temperatura han sido utilizados en el Campo Cold Lake, donde un operador importante de Canadá está llevando a cabo un programa CSS de pozos horizontales.<sup>25</sup> Con tuberías de revestimiento cortas (*liners*) diseñadas a medida y sellos de fibra de carbono e INCONEL en la parte superior de la tubería de revestimiento corta, el operador pudo lograr un buen nivel de conformidad del vapor de agua—la absorción del vapor se esparció en forma uniforme a lo largo de todo el pozo horizontal—verificada por los levantamientos sísmicos registrados con la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo) en el área piloto.

### Operaciones de estimulación y producción de yacimientos

Las operaciones de estimulación de yacimientos comprenden dos técnicas principales: la acidificación de la matriz y el fracturamiento hidráulico. Ambos procedimientos sortean el daño de la formación, incurrido durante las operaciones de perforación, cementación y disparos, y además proveen una conexión mejorada entre la roca de formación y el pozo. La meta es incrementar la producción de hidrocarburos hasta alcanzar niveles que excedan con creces los que serían posibles bajo condiciones de flujo natural.<sup>26</sup>

El tratamiento de acidificación de la matriz consiste en el bombeo de un fluido con un valor de pH bajo, a través de los canales naturales presentes en la roca, con tasas de bombeo suficientemente bajas para evitar la fracturación de la formación. El ácido disuelve los componentes solubles de la roca de formación en la región vecina al pozo, y los materiales dañinos depositados por los fluidos previos utilizados para servicios de



^ Prueba de acidificación por impregnación de núcleos con 20% de  $\text{Na}_3\text{HEDTA}$ . Los técnicos bombearon el ácido a través de un núcleo de caliza de 2.54 cm [1 pulgada] de diámetro y 30.5 cm [12 pulgadas] de longitud a 177°C [350°F]. La solución de  $\text{Na}_3\text{HEDTA}$  creó numerosos agujeros de gusanos que formaron una red compleja. La fotografía de la entrada del núcleo (*izquierda*) muestra la formación de muchos agujeros de gusanos. La secuencia de la tomografía computarizada (*derecha*) confirma que la red de agujeros de gusanos se extiende a lo largo de toda la extensión del núcleo. La imagen tomográfica del extremo superior izquierdo muestra la entrada del núcleo, y las secciones de núcleo subsiguientes continúan de izquierda a derecha.

pozos, creando así un trayecto más permeable para el flujo de hidrocarburos. Los fluidos para tratamientos de acidificación son adecuadamente formulados para estimular las formaciones de carbonatos o areniscas.

La mayor parte de los tratamientos de acidificación con carbonatos implica la reacción del ácido clorhídrico (HCl) con las formaciones compuestas de carbonato de calcio (calcita), carbonato de calcio-magnesio (dolomía) o ambas sustancias. A medida que el ácido fluye a través de los disparos y disuelve la roca carbonatada en la formación se crean canales altamente conductivos denominados agujeros de gusanos. Los agujeros de gusanos se irradian desde el punto de inyección del ácido y acarrearán virtualmente todo el flujo de fluido durante la producción (*página anterior, a la derecha*). Para una estimulación eficiente, la red de agujeros de gusanos debe penetrar en forma profunda y uniforme a lo largo de todo el intervalo productivo.

El HCl es un fluido de estimulación efectivo a bajas temperaturas, pero puede ser problemático si se utiliza a temperaturas de más de 93°C [200°F]. A temperaturas más elevadas, este ácido mineral ataca la formación demasiado rápido, minimizando la profundidad y la uniformidad de los agujeros de gusanos. Estas condiciones además favorecen la corrosión excesiva de los tubulares y requieren que los ingenieros agreguen concentraciones elevadas de inhibidores de corrosión tóxicos. Recien-

temente, los ingenieros químicos de Schlumberger resolvieron estos problemas mediante el desarrollo de fluidos de acidificación, basados en agentes quelantes hidroxietilamino-carboxílicos (HACA). Los compuestos HACA comerciales comunes, tales como el EDTA tetrasódico y el HEDTA trisódico, han sido utilizados en el campo petrolero durante varias décadas, principalmente como agentes de remoción e inhibición de incrustaciones.<sup>27</sup>

Varios compuestos HACA fueron sometidos a pruebas de laboratorio a temperaturas de hasta 200°C. La evaluación consistió fundamentalmente de pruebas de impregnación de núcleos en calizas y mediciones de la velocidad de corrosión en los metales de tubulares comunes. El mejor rendimiento fue el del HEDTA trisódico, taponado para lograr un valor de pH de aproximadamente 4. Menos ácida que un brebaje carbonatado, esta formulación es mucho menos corrosiva que los ácidos minerales convencionales, y pueden lograrse velocidades muy bajas de corrosión de los tubulares mediante el agregado de pequeñas cantidades de inhibidores de corrosión más moderados y aceptables desde el punto de vista del medio ambiente. Con su valor de pH más elevado, el HEDTA trisódico reacciona más lentamente y crea una red extensiva de agujeros de gusanos de mayor alcance, en lugar de una red dominante corta (*arriba*). Además, el fluido HEDTA es mucho más eficiente que el HCl en condiciones HPHT.

25. Smith RJ y Perepelecta KR: "Steam Conformance Along Horizontal Wells at Cold Lake," artículo SPE/PS-CIM/CHOA 79009, presentado en el Simposio Internacional de Operaciones Térmicas y Petróleo Pesado y la Conferencia Internacional de Tecnología de Pozos Horizontales de la SPE, Calgary, 4 al 7 de noviembre de 2002.

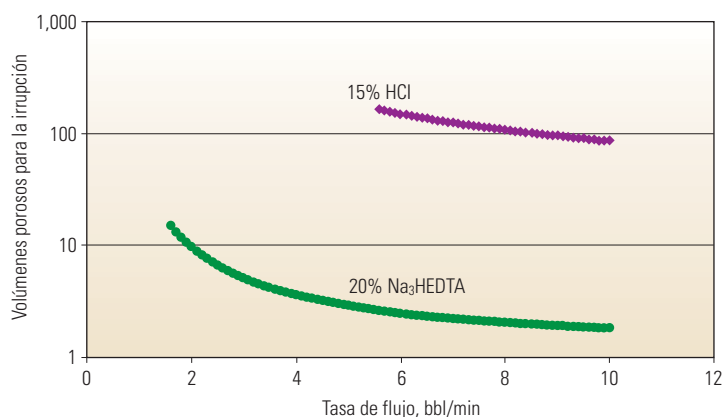
26. Para obtener más información sobre las operaciones de estimulación de yacimientos, consulte: Economides MJ y Nolte KG (eds): *Reservoir Stimulation*, 3a Edición. New York City: Wiley, 2003.

27. Los agentes quelantes, también conocidos como agentes secuestrantes, son compuestos utilizados para controlar las reacciones indeseadas de los iones de metal (tales como Ca, Mg y Fe). Por ejemplo, forman complejos químicos que no precipitan durante los tratamientos de acidificación, por lo que impiden el daño de las formaciones. Las siglas EDTA y HEDTA corresponden al ácido etilén-diamino-tetraacético y al ácido hidroxietilén-diamino-triacético, respectivamente. Frenier WW, Fredd CN y Chang F: "Hydroxyaminocarboxylic Acids Produce Superior Formulations for Matrix Stimulation of Carbonates at High Temperatures," artículo SPE 71696, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.

Se puede lograr un nivel de estimulación comparable mediante el bombeo de menos de una décima parte del volumen de fluido (derecha).<sup>28</sup>

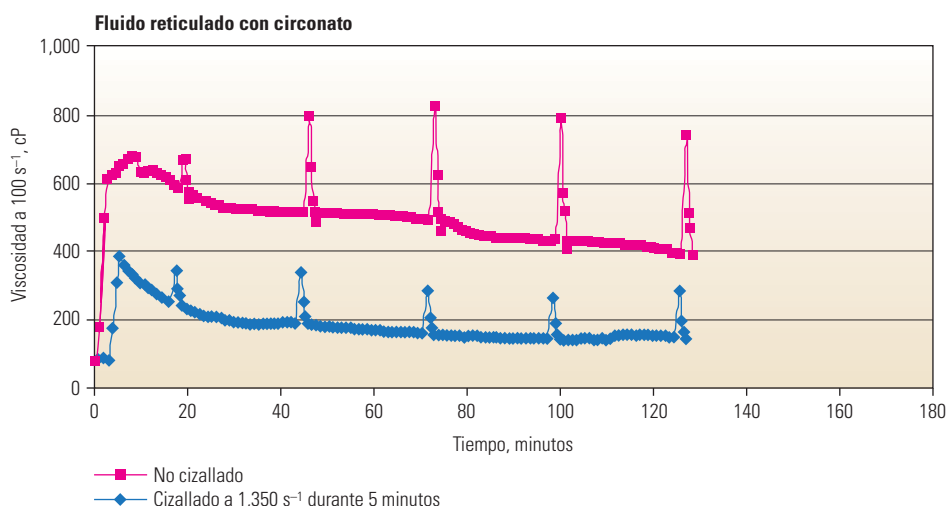
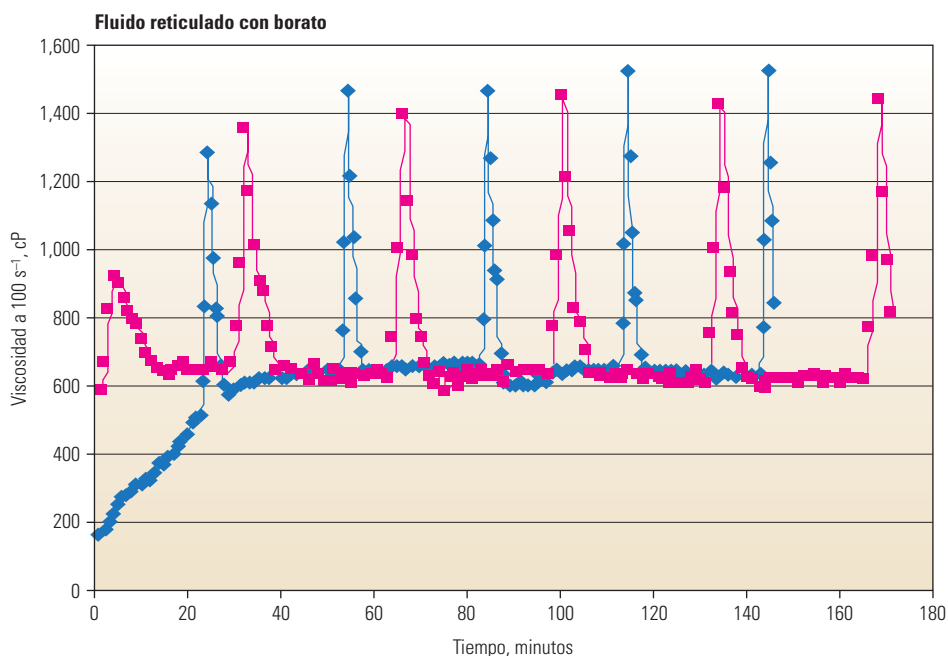
El fracturamiento hidráulico implica el bombeo de grandes volúmenes de fluido en la formación a través de los disparos, a velocidades y presiones suficientes no sólo para crear una fractura sino también para propagarla mucho más allá de la región vecina al pozo. La etapa final de fluido rellena la fractura con apuntalante—gránulos de silicato, cerámica o bauxita con alta esfericidad—dejando un conducto de alta permeabilidad entre la formación productiva y el pozo.<sup>29</sup>

La viscosidad del fluido de fracturamiento es un parámetro crítico que rige la iniciación y propagación de la fractura, así como el transporte descendente del apuntalante por los tubulares, a través de los disparos y hacia el interior de la fractura. En condiciones HPHT, usualmente se logra



▲ Comparación de la eficiencia del tratamiento de acidificación con 15% de HCl (púrpura) y Na<sub>3</sub>HEDTA (verde) a 177°C. Esta gráfica muestra la cantidad de fluido de acidificación (expresado en volúmenes porosos) requerido para penetrar radialmente 30.5 cm [12 pulgadas], en un intervalo de 30.5 m [100 pies] de una formación carbonatada de 100 mD con 20% de porosidad. Los resultados indican que, sin importar la velocidad de bombeo, el HEDTA trisódico supera en más de un orden de magnitud la eficiencia del HCl.

► Comportamiento de la historia de cizalladura de los fluidos a base de goma guar reticulados con compuestos de borato y circonato. Las pruebas reológicas de los fluidos de fracturamiento incluyen dos dispositivos principales: un simulador de la historia de cizalladura y un viscosímetro. El simulador de la historia de cizalladura expone los fluidos de fracturamiento a las condiciones de cizalladura que experimentarían durante el viaje descendente a través de los tubulares hacia los disparos. El viscosímetro mide la viscosidad del fluido de fracturamiento con diversos índices de cizalladura, temperaturas y presiones. Los estudios de la historia de cizalladura determinan cómo el grado de cizalladura presente en los tubulares afectará la viscosidad del fluido. Los técnicos miden y grafican el comportamiento reológico de dos fluidos idénticos; uno que ha sido sometido a un tratamiento previo en el simulador de la historia de cizalladura (azul) y otro que no lo ha sido (rosa). Los resultados de la prueba demuestran que, después de una exposición prolongada a un ambiente de alto índice de cizalladura en el simulador de la historia de cizalladura, el fluido reticulado con borato se recuperó y alcanzó la misma viscosidad que su contraparte que no estuvo sometido al tratamiento previo (*extremo superior*). Las gráficas de viscosidad finalmente se superpusieron. Por otro lado, el fluido reticulado con circonato perdió viscosidad permanentemente después del tratamiento previo en el simulador de la historia de cizalladura (*extremo inferior*). Este efecto incrementaría el potencial para el fenómeno de arenamiento. Las viscosidades básicas de las gráficas corresponden a un índice de cizalladura de 100 s<sup>-1</sup>. Los picos periódicos denotan pendientes del índice de cizalladura del viscosímetro de hasta 300 s<sup>-1</sup> aproximadamente. Las mediciones de viscosidad con diversos índices de cizalladura permiten el cálculo de parámetros geológicos adicionales que los ingenieros utilizan para optimizar los diseños de los fluidos de fracturamiento.



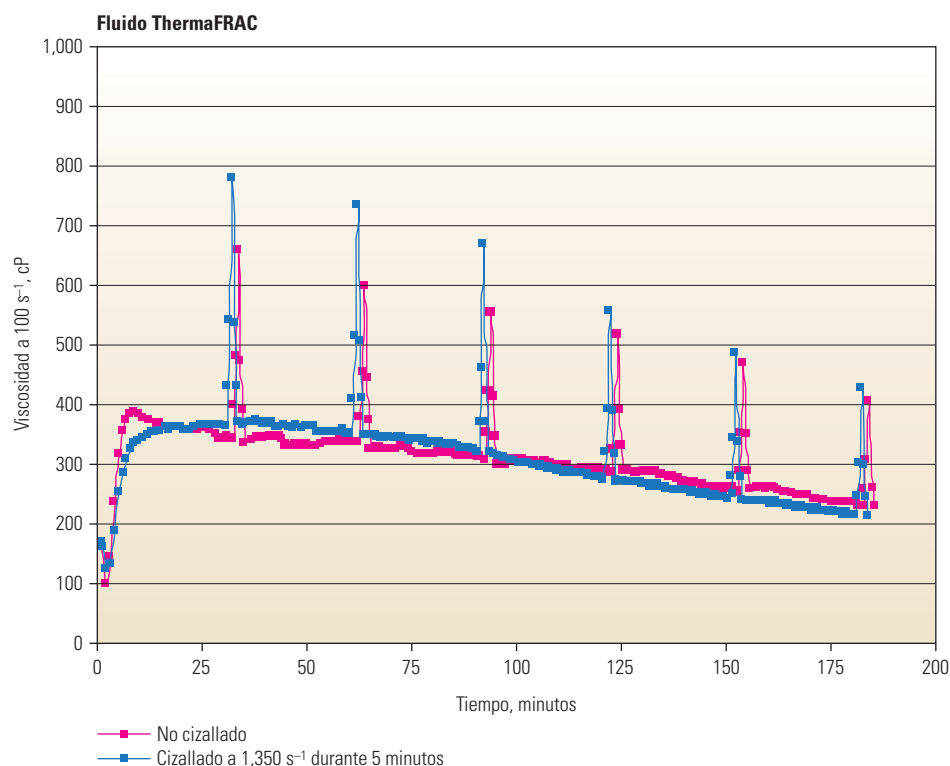


un nivel suficiente de viscosidad del fluido mediante el preparado de soluciones de polímeros a base de goma guar reticuladas con metal. Los agentes reticulantes más comunes son el boro y el circonio.<sup>30</sup> No obstante, el logro de la viscosidad adecuada por sí solo no es suficiente para efectuar fracturamiento HPHT exitoso. Para minimizar las pérdidas de presión por fricción a medida que el fluido se bombea en el pozo, se deben retardar las reacciones de reticulación hasta justo antes que el fluido ingrese en los disparos. Además, la viscosidad no debe ser indebidamente sensible al ambiente con altos índices de cizalladura que se encuentra comúnmente en los tubulares y en los disparos; de lo contrario, el fluido estará mal equipado para la propagación de la fractura y el transporte del apuntalante, incrementándose la probabilidad de un arenamiento prematuro.<sup>31</sup>

Las características de los fluidos reticulados con borato y circonato son en esencia diferentes. La reticulación con borato surge de los enlaces iónicos que pueden romperse bajo condiciones de alto esfuerzo de corte; sin embargo, los enlaces se recomponen y la viscosidad del fluido se recupera cuando se restituye un ambiente con bajo esfuerzo de corte. Los fluidos reticulados con circonato no son tan moderados porque la unión resulta de los enlaces covalentes que se forman sólo una vez. Si el fluido se reticula y soporta un esfuerzo de corte elevado demasiado temprano, los enlaces se romperán irreversiblemente, la viscosidad del fluido se reducirá y la probabilidad de arenamiento se incrementará (página anterior, abajo). Por consiguiente, es vital controlar la secuencia cronológica y la ubicación de la reticulación.

Aunque menos moderados, los fluidos reticulados con circonato han sido utilizados de manera casi exclusiva en los fracturamientos HPHT, fundamentalmente porque son más estables desde el punto de vista térmico que los fluidos con borato. A pesar de los avances permanentes, registrados en materia de diseño de fluidos, la obtención de un grado de control de reticulación suficiente utilizando los fluidos con circonato no ha sido posible. Las reacciones de reticulación son sensibles a la temperatura, y el pronóstico de las temperaturas de circulación dentro de los tubulares de los pozos HPHT a menudo es difícil.

Los ingenieros químicos resolvieron estos problemas mediante la combinación de las mejores características de los boratos y los circonatos en el fluido de fracturamiento ThermoFRAC. El nuevo fluido con agentes reticulantes duales, a base de carboximetil-hidroxipropil guar (CMHPG), presenta dos episodios de reticulación: una reacción inicial a baja temperatura, que involucra al



^ Comportamiento de la historia de cizalladura del fluido ThermoFRAC a 135°C [275°F]. Luego de una exposición prolongada a un alto índice de cizalladura en el simulador de la historia de cizalladura, la viscosidad del fluido ThermoFRAC no cambia significativamente.

borato, y una reacción secundaria, activada por la temperatura, que involucra al circonato. La reticulación con borato provee baja sensibilidad a la cizalladura y la ligadura con circonato aporta la estabilidad térmica (arriba).<sup>32</sup> La preparación del fluido es más simple y más confiable porque los aditivos utilizados previamente para estabilizar y controlar los fluidos tradicionales con circonato solamente ya no son necesarios. Las pruebas de laboratorio han demostrado un desempeño adecuado a temperaturas que oscilan entre 93° y 191°C [200° y 375°F].

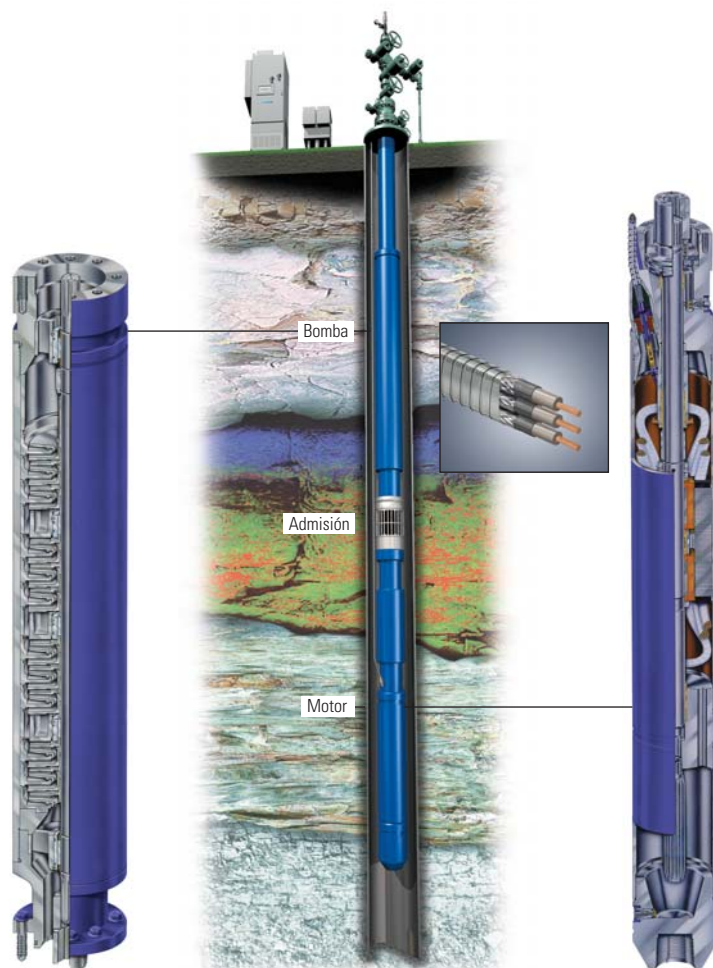
Texas Sur fue durante mucho tiempo un importante centro de actividad HPHT y los operadores que trabajan en ese lugar se han volcado

intensamente a las nuevas tecnologías para resolver sus problemas. Los yacimientos productivos son profundos y con frecuencia deben ser estimulados a través de sartas de tubería de producción largas o terminaciones de pozos de diámetro reducido. Esta geometría de pozo es problemática por dos razones fundamentales. En primer lugar, las velocidades de bombeo del tratamiento deben reducirse para minimizar las pérdidas de presión por fricción y reducir el número de camiones de bombeo en la localización del pozo.<sup>33</sup> Las tasas de flujo más bajas limitan la presión que los ingenieros deben aplicar al fluido para iniciar y propagar una fractura hidráulica. En segundo lugar, los fluidos de fracturamiento soportan un nivel alto de

28. Frenier WW, Brady M, Al-Harthi S, Arangath R, Chan KS, Flamant N y Samuel M: "Hot Oil and Gas Wells Can Be Stimulated Without Acids," artículo SPE 86522, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control del Daño de la Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, 18 al 20 de febrero de 2004.
29. Para obtener más información sobre las operaciones de fracturamiento hidráulico, consulte: Economides y Nolte, referencia 26.
30. Los enlaces reticulados son enlaces que unen una cadena de polímeros con otra. El boro y el circonio interactúan con los polímeros a base de goma guar, formando ligaduras que incrementan el peso molecular efectivo del polímero en varios órdenes de magnitud e incrementan significativamente la viscosidad del fluido.
31. El arenamiento se produce cuando las partículas de apuntalante obturan los disparos y bloquean el ingreso de fluido adicional. Esta condición es acompañada por un incremento repentino de la presión de tratamiento.

Un arenamiento prematuro tiene lugar cuando el volumen de la fractura es insuficiente, cuando se coloca en la fractura una cantidad de apuntalante menor que la deseada, o en ambas situaciones.

32. La goma guar, un polvo que consiste en el endospermo molido de las semillas de la planta guar, se utiliza extensivamente como espesante de alimentos. Sus derivados son productos purificados y adaptados para funcionar con buena estabilidad térmica. Los derivados comunes para las aplicaciones de tratamientos de fracturamiento hidráulico son hidroxipropil guar (HPG) y carboximetil-hidroxipropil guar (CMHPG).
33. La pérdida (o caída) de presión por fricción es la reducción de presión que surge por la fricción que tiene lugar a medida que el fluido pasa por la tubería. La reducción de presión es principalmente una función del diámetro de la tubería, la longitud de la tubería, las propiedades reológicas del fluido y la tasa de flujo. La alta fricción reduce la presión del fluido disponible en la salida de la tubería.



^ Sistema de levantamiento artificial ESP REDA Hotline550. La sarta de herramientas de múltiples componentes puede ser utilizada en pozos con temperaturas de fondo de hasta 218°C (centro). La esencia del sistema es la bomba centrífuga, equipada con cojinetes de carburo de silicio o carburo de tungsteno, que aseguran la durabilidad a temperaturas extremas (izquierda). El número de etapas también puede ajustarse según los requerimientos de la terminación. El motor de la bomba emplea sellos tipo metal-metal, para proveer una barrena mecánica refractaria para la entrada de fluido (derecha). Los cables que transmiten energía al motor y datos a la superficie están protegidos con un blindaje aislante compuesto de acero galvanizado pesado, acero inoxidable y una aleación Monel resistente a la corrosión (inserto). A noviembre de 2008, el sistema Hotline550 había operado en más de 100 pozos térmicos de Canadá.

esfuerzos de corte a medida que fluyen a través de los tubulares de pequeño diámetro y los fluidos a base de circonato son particularmente susceptibles al deterioro prematuro. Estos problemas fueron abordados exitosamente con los fluidos con agentes reticulantes duales.

Un ejemplo es el de un pozo que sufrió el colapso de la tubería de revestimiento después de un tratamiento de fracturamiento. Las operaciones de reparación para restituir la comunicación y la producción fueron infructuosas, y la única opción que le quedaba al operador era desviar la trayectoria del pozo e instalar una terminación para pozos de diámetro reducido. La operación implicó la bajada de 3,719 m [12,200 pies] de tubería de

producción de 2½ pulgadas desde la superficie hasta el intervalo productivo y luego su cementación en el lugar correspondiente. La integridad del pozo era un problema serio debido al daño resultante de las operaciones de reparación. Además, el operador estaba preocupado por las pérdidas de presión por fricción y las altas tasas de admisión (pérdidas) de fluido causadas por la divergencia del fluido en la fractura existente. El espesor del intervalo de arenisca productiva era de 14 m [46 pies], y la temperatura de fondo alcanzaba 154°C [310°F].

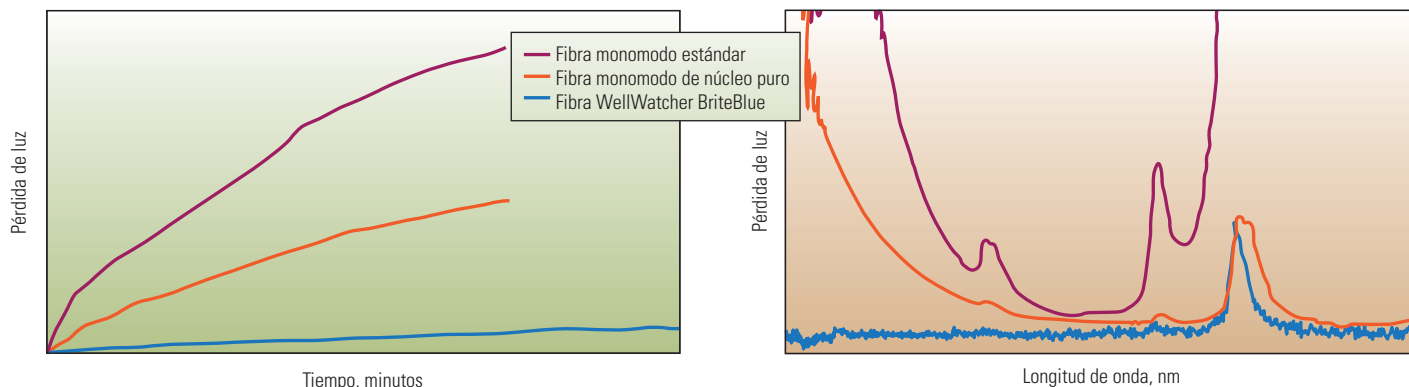
El operador aprobó un tratamiento ThermaFRAC que abordó las dificultades anticipadas. El volumen del colchón era de un valor inusual—65% de

la operación total—y la concentración de CMHPG era alta—5.4 kg/L [45 lbm/1,000 galones]—para compensar la alta tasa de admisión.<sup>34</sup> Con el fin de minimizar la caída de presión por fricción, la velocidad de bombeo máxima fue de 1,908 L/min [12 bbl/min]. La lechada de apuntalante permitió colocar 28,120 kg [62,000 lbm] de bauxita recubierta con resina de malla 20/40, con concentraciones de hasta 961 kg/m<sup>3</sup> [8 lbm/galón] de fluido de fracturamiento. Luego del éxito de este tratamiento, el operador utilizó fluidos con agentes reticulantes duales en aplicaciones adicionales de pozos de diámetro reducido, incluyendo una aplicación en la que se colocaron 133,810 kg [295,000 lbm] de apuntalante cerámico y apuntalante cerámico recubierto con resina de malla 20/40 en un intervalo de 22.6 m [74 pies], a través de 3,536 m [11,600 pies] de tubería de producción de 2½ pulgadas. En el momento de la redacción de este artículo, se han efectuado con éxito más de 60 tratamientos ThermaFRAC que abarcan 11 operadores en el sur de Texas, con temperaturas de fondo de pozo que varían entre 121° y 191°C [250° y 375°F].

El nuevo fluido de fracturamiento también ha sido utilizado para estimular un yacimiento de arenisca HPHT gasífero situado al norte de Alemania. La profundidad media de la formación es de 4,550 m [14,930 pies] (TVD), y la temperatura de fondo es de aproximadamente 150°C. Las presiones de fondo varían de 25 a 30 MPa [3,630 a 4,350 lpc], y el rango de permeabilidad de la formación oscila entre 0.1 y 5 mD. En esta área, los ingenieros usualmente efectúan tratamientos de fracturamiento a través de una sarta de tubería de producción dedicada con el equipo de terminación en su lugar. Para ahorrar dinero, el operador deseaba comenzar a estimular los pozos sin el equipo de terminación, bombeando el tratamiento a través de la sarta de terminación final.

Usualmente, los fluidos de fracturamiento se preparan mezclados con agua a temperatura ambiente. No obstante, el bombeo de un fluido frío a través de componentes de la terminación del pozo, causaría un grado suficiente de contracción de los tubulares como para ejercer un esfuerzo excesivo sobre los empacadores y poner en peligro el aislamiento zonal. Por consiguiente, para minimizar los efectos térmicos, sería necesario precalentar el agua de mezcla hasta 50°C [122°F]. La reticulación con circonato depende de la temperatura, y era poco probable lograr un control reológico confiable con un sistema tradicional de un solo agente reticulante.

Para desarrollar una solución, los ingenieros llevaron a cabo experimentos de diseño de fluidos en el Laboratorio de Soporte al Cliente de



^ Efectos del hidrógeno sobre el desempeño de la fibra óptica después de la exposición a condiciones HPHT. Los métodos acelerados de pruebas determinan el desempeño en condiciones de alta temperatura de la fibra multimodo WellWatcher BriteBlue (azul), comparado con el de las fibras ópticas monomodo convencionales (rojo y naranja). La transmitancia de luz de la fibra multimodo se deteriora con una velocidad significativamente más baja (*izquierda*), lo cual permite que las fibras transmitan los datos durante varios años después de su instalación. A diferencia de las fibras monomodo, el nuevo material de las fibras mantiene la capacidad para transmitir la luz a través de todo el rango útil de longitudes de onda (*derecha*).

Schlumberger en Aberdeen, Escocia. Esta instalación posee equipos de pruebas que pueden simular tanto el ambiente térmico como el ambiente de cizalladura anticipados en el pozo de Alemania. Los resultados de las pruebas indicaron que el fluido con agente reticulante dual permitiría un grado de libertad suficiente como para diseñar un tratamiento compatible con el objetivo de reducir los costos del operador.

Los ingenieros efectuaron el tratamiento ThermoFRAC en un pozo con una zona productiva de 30 m [98 pies], bombeando 184 m<sup>3</sup> [48,600 galones] de fluido con una carga de CMHPG de 4.8 kg/m<sup>3</sup> [40 lbm/1,000 galones], y colocando 32 toneladas métricas [70,500 lbm] de apuntalante de alta resistencia, recubierto con resina de malla 20/40 en la fractura. La conductividad de la fractura resultante en este pozo fue 250% superior a las de los pozos vecinos tratados con fluidos convencionales, con agentes de un solo reticulante, y el régimen de producción fue 30% mayor que el previsto por el operador. En consecuencia, el operador escogió este fluido para estimular siete pozos más de esta región.

Ciertos tipos de yacimientos HPHT no se benefician demasiado de los tratamientos de acidificación de la matriz o los tratamientos de fracturamiento hidráulico. Quizás los mejores ejemplos son los depósitos de petróleo pesado, en los que el método de estimulación preferido implica la reducción de la viscosidad del petróleo mediante la inyección de vapor de agua. La generación de vapor comprende aproximadamente el 75% de los costos de operación SAGD. La reducción de la relación vapor-petróleo (SOR) y el mantenimiento de un régimen de producción óptimo son claves para el mejoramiento de la rentabilidad. La disminución de la entrada de vapor aho-

rra energía, reduce el volumen de agua producida y los costos de tratamiento, y cercena las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas. Se puede lograr una reducción de la relación SOR del 10 al 25% mediante la utilización de sistemas de bombeo eléctricos sumergibles (ESP).

Los sistemas ESP permiten explotar los yacimientos a presiones independientes de la presión en boca de pozo o las presiones del separador, incrementando de ese modo la eficiencia del proceso de inyección de vapor y reduciendo el costo de producción en al menos 1.00 US\$ por barril de petróleo producido. Numerosos operadores de Canadá, incluyendo Encana, Suncor, ConocoPhillips, Nexen, TOTAL, Husky y Blackrock, han instalado el sistema ESP para condiciones de alta temperatura REDA Hotline550 en pozos que producen por inyección de vapor (*página anterior*). Diseñado para operar continuamente a una temperatura de motor interna de hasta 288°C [550°F], o a una temperatura de fondo de pozo de 218°C [425°F], el equipo emplea un proceso de aislamiento termoplástico del bobinado del motor para altas temperaturas y está construido para compensar las tasas variables de expansión y contracción de los diferentes materiales de la bomba. Muchas de estas instalaciones han operado en forma ininterrumpida durante más de dos años.

### Vigilancia

El mantenimiento de una distribución óptima de la temperatura de yacimiento es vital para la producción eficiente del petróleo pesado mediante pozos SAGD o CSS; por consiguiente, los ingenieros necesitan obtener información de temperatura en tiempo real para efectuar los ajustes que sean necesarios para la inyección de vapor o el régimen de producción. Durante más de una dé-

cada, los sistemas de medición de la distribución de la temperatura (DTS) WellWatcher han sido capaces de transmitir datos a la superficie mediante señales láser que viajan a través de un cable de fibra óptica Sensa.<sup>35</sup> No obstante, los sistemas DTS convencionales no funcionan correctamente en un ambiente HPHT.

La mayoría de las fibras ópticas comienzan a degradarse cuando se exponen al hidrógeno; algo que ocurre naturalmente en los pozos. Esta degradación se acelera a altas temperaturas, afectando la transmisión de la señal y la precisión de las mediciones. A temperaturas superiores a 200°C, las fibras ópticas convencionales expuestas a un ambiente presionado con hidrógeno pueden volverse inutilizables en unos pocos días.

Los ingenieros de Schlumberger y Sensa respondieron mediante el desarrollo de la fibra óptica multimodo WellWatcher BriteBlue a partir de un material que es termalmente más estable y químicamente más resistente al hidrógeno (*arriba*).<sup>36</sup>

34. Los tratamientos de fracturamiento consisten de dos etapas de fluidos. La primera etapa, el colchón, inicia y propaga la fractura. La segunda etapa, la lechada de apuntalante, transporta el apuntalante por los tubulares, a través de los disparos, y hacia el interior de la fractura.

35. Al-Asimi M, Butler G, Brown G, Hartog A, Clancy T, Cosad C, Fitzgerald J, Navarro J, Gabb A, Ingham J, Kimminau S, Smith J y Stephenson K: "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos," *Oilfield Review* 14, no. 4 (Primavera de 2003): 14-37.

36. La fibra óptica multimodo se utiliza fundamentalmente para la comunicación a través de distancias relativamente cortas, tales como en el interior de un edificio o un *campus*. Los enlaces multimodo típicos soportan velocidades de transmisión de datos de hasta 10 Gbits/s a lo largo de algunos kilómetros. La fibra multimodo posee mayor capacidad "fotocaptadora" que la fibra óptica monomodo y permite el empleo de componentes electrónicos de más bajo costo, tales como los diodos emisores de luz o los láseres de baja potencia que operan con una longitud de onda de 850-nm.





^ Instalación de la fibra WellWatcher BriteBlue en un pozo de petróleo pesado. Los ingenieros bombean la fibra a través de un conducto instalado dentro de una sarta de tubería flexible (*inserto*), que se suspende desde la superficie a través del intervalo productivo.

Una versión mejorada, el sistema WellWatcher Ultra DTS, está equipado con la nueva fibra y puede medir las temperaturas con una precisión de  $\pm 0.01^\circ\text{C}$  [ $\pm 0.018^\circ\text{F}$ ] a lo largo de distancias de hasta 15 km [9.3 millas] con una resolución espacial de 1 m [3.3 pies].

Desde 2007, el nuevo sistema de fibra óptica ha sido instalado en pozos de Canadá que producen por inyección de vapor con temperaturas de fondo de hasta  $300^\circ\text{C}$  [ $572^\circ\text{F}$ ] (arriba). Hasta ahora, no se ha observado ninguna reducción discernible del rendimiento de la fibra o de las mediciones, y los datos de temperatura están proveyendo a los operadores pautas confiables para decidir cómo ajustar la inyección de vapor y la producción de petróleo con el fin de lograr niveles máximos de eficiencia (derecha).

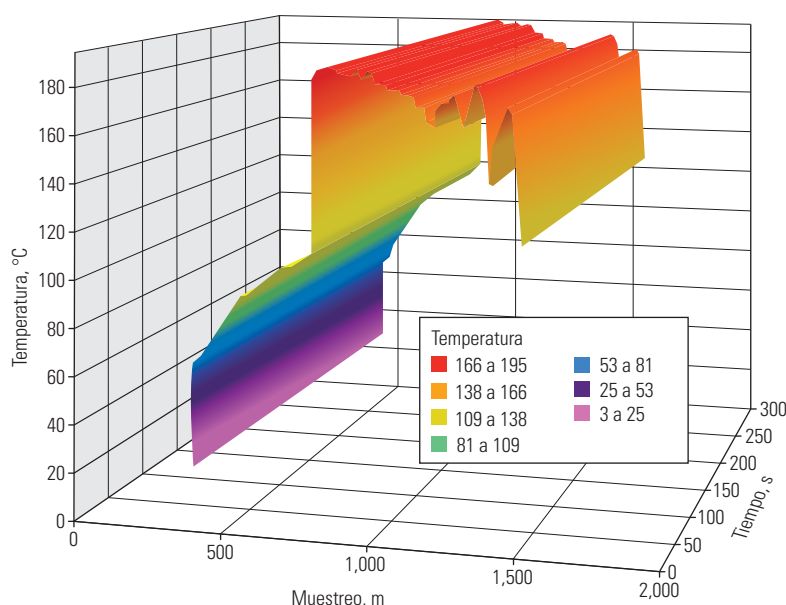
#### Desarrollos futuros de la tecnología HPHT

Las tecnologías significativas introducidas en la última década, están permitiendo que los operadores aborden con seguridad los numerosos retos que plantean los proyectos HPHT (próxima página). A medida que la actividad en pozos HPHT continúe creciendo y las condiciones de pozo se vuelvan más severas, se requerirán dispositivos y materiales más avanzados.

Los ingenieros están trabajando para trasladar los avances obtenidos con el método de adquisición de registros con cable HPHT a las herramientas MWD/LWD. Los sistemas de mediciones no sólo deben tolerar temperaturas y presiones elevadas

sino que además deben desempeñarse de manera confiable si se exponen a los impactos y las vibraciones asociadas con las operaciones de perforación. La meta consiste en reducir el riesgo de perforación mediante la mejor colocación de los pozos, el mejoramiento de su estabilidad y la reducción del número de viajes requeridos.

Las investigaciones químicas actuales apuntan a extender el rango útil de los aditivos para las operaciones de cementación primaria y cementación con fines de remediación, y de los fluidos de estimulación a los pozos HPHT-hc. Este trabajo incluye el desarrollo de selladores innova-



^ Perfil de temperatura de un pozo SAGD registrado con el sistema WellWatcher BriteBlue. Las fibras ópticas transmiten los datos de temperatura a la superficie con una resolución de 1 m [3.3 pies]. El incremento brusco de la temperatura indica que la inyección de vapor está confinada efectivamente en el intervalo horizontal existente entre 900 y 1,500 m [2,950 y 4,920 pies] aproximadamente.

Dominios de los servicios			Temperatura máxima	10 klpc	12.5 klpc	15 klpc	17.5 klpc	20 klpc	22.5 klpc	25 klpc	27.5 klpc	30 klpc	32.5 klpc	35 klpc
Perforación y Evaluación	Perforación	RSS	150° C											
		Fluidos de perforación a base de formiatos	155° C											
		MWD	175° C											
	Evaluación	Petrofísica	LWD	175° C										
			Cable (plataforma SlimXtreme)	260° C										
		Yacimiento	LWD	150° C										
			Cable	260° C										
		Geología	LWD	150° C										
			Cable	175° C										
		Geofísica	LWD	150° C										
			Cable (plataforma SlimXtreme)	260° C										
			DST	215° C										
Desarrollo	Cementación	Aditivos	Retardador	249° C										
			Pérdida de fluido	249° C										
			Prueba	316° C										
		Evaluación		260° C										
		Cemento FlexSTONE HT		250° C										
	Estimulación	Fluidos		230° C										
		Monitoreo de los tratamientos de fracturamiento hidráulico		175° C										
		Fluido de acidificación HEDTA		205° C										
		Fluido ThermoFRAC		190° C										
	Terminaciones	Superior	Válvulas de seguridad y aislamiento de fondo de pozo	200° C										
			Empacadores	218° C										
			Control de flujo	175° C										
		Inferior	Filtros (cedazos)	175° C										
			Fluidos	150° C										
			Herramientas	175° C										
			Colgador térmico para tubería de revestimiento corta (liner)	340° C										
		Disparos		260° C										
Producción	Monitoreo	Permanente		175° C										
			Sistema WellWatcher Ultra	300° C										
		Adquisición de registros de producción		200° C										
	Levantamiento artificial	ESP	ESP REDA Hotline550	218° C										

HPHT  
>150°C o 10 klpc

Ultra-HPHT  
>205°C o 20 klpc

HPHT-hc  
>260°C o 35 klpc

^ Resumen de productos y servicios para condiciones HPHT. El rango de productos y servicios para pozos HPHT abarca toda la vida productiva de un pozo. Los códigos de color indican cómo las tecnologías corresponden a los esquemas HPHT, ultra-HPHT y HPHT-hc. Los productos y servicios destacados en este artículo se indican en tipografía remarcada.

dores para el taponamiento y abandono de pozos HPHT al final de sus vidas útiles y el aseguramiento del aislamiento a largo plazo para evitar el flujo de fluido entre zonas subterráneas o hacia la superficie. Además, existen actividades de investigación en curso para desarrollar equipos de terminación de pozos fabricados con materiales con mejor resistencia a los fluidos y gases corrosivos.

La participación extensiva del operador en el diseño y la fabricación del equipo, así como en el desarrollo de los productos químicos, no es habitual en relación con los pozos estándar; sin embargo, será crucial para el éxito de las operaciones ultra-HPHT y HPHT-hc futuras. La colaboración entre los operadores y las compañías de servicios será vital para la ejecución de pruebas de aptitud

adecuadas y para los procesos de fabricación, montaje, verificación e instalación. Los científicos e ingenieros de Schlumberger se comprometen a participar en este proceso de colaboración, ayudando a la industria en general a ofrecer las tecnologías necesarias para satisfacer la creciente demanda energética mundial. — EBN

## Colaboradores

**Marco Aburto Pérez** se ha desempeñado como ingeniero de perforación de Schlumberger en el área norte de la Costa del Golfo de México desde su traslado a Houston en el año 2006. Comenzó su carrera en 2001 como ingeniero de campo del segmento de Perforación y Mediciones, asignado a locaciones de EUA, incluyendo California, Oklahoma, Wyoming y Alaska. En 2004, ingresó en Baker Hughes y fue trasladado a México como ingeniero especialista en aplicaciones de barrenas de perforación. Marco posee una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de las Américas, en Cholula, Puebla, México.

**Michele Buia** se desempeña como asesor técnico de procesamiento de datos sísmicos y asesor geofísico para Australasia y Medio Oriente, con base en la sede de Eni E&P en Milán, Italia. Desde el año 1992, ocupó diversas posiciones técnicas relacionadas con el procesamiento de datos, participó en proyectos de planeación, adquisición y procesamiento de levantamientos sísmicos de cuatro componentes (4C), y dirigió un proyecto de investigación y desarrollo para integrar métodos geofísicos sísmicos y no sísmicos. Desde 2003 hasta 2008, dirigió el grupo de procesamiento sísmico de Eni. Michele obtuvo su licenciatura en geología con especialización en mecánica de las rocas de la Universidad de Bolonia, en Italia.

**Robert Clyde** es gerente de Ingeniería de Perforación y Soporte de Operaciones del sector estadounidense del Golfo de México de Schlumberger. Sus especialidades clave incluyen el diseño de pozos de aguas profundas, la optimización de los procesos de perforación y la supervisión de las operaciones de perforación remotas. Residente en Houston desde el año 2005, comenzó su carrera como ingeniero de campo para Anadrill Schlumberger en 1990 en el sector británico del Mar del Norte. Posteriormente fue vuelto a transferir a Venezuela, donde ocupó diversos cargos de manejo de campos en el segmento de Manejo de Proyectos Integrados de Schlumberger y en el segmento de Perforación y Mediciones de Schlumberger desde 1995 hasta 2003. En los años 2007 y 2008, dirigió el Grupo de Interés Especial de Ingeniería de Aguas Profundas de Schlumberger, un grupo de carácter mundial constituido por unos 1,500 empleados de Schlumberger involucrados en ingeniería de operaciones de aguas profundas. Robert posee una licenciatura (con mención honorífica) en ingeniería de la Universidad de Strathclyde, en Glasgow, Escocia.

**Piero D'Ambrosio** se desempeña como gerente del segmento de Ingeniería de Perforación y Mediciones en Aguas Profundas de Schlumberger para el área norte de la Costa del Golfo de México desde el año 2008. Residente actual de la ciudad de Houston, ingresó en Schlumberger en el Reino Unido en 1997 y comenzó su carrera como ingeniero de campo en Aberdeen. En el año 2000, fue trasladado a Assen, en los Países Bajos, como ingeniero de perforación y luego fue nombrado coordinador de operaciones de perforación direccional. En el año 2003, fue trasladado a Bangkok, en Tailandia, como gerente del Centro de

Ingeniería de Perforación para Tailandia, Myanmar y Vietnam. Antes de ocupar su posición actual, se desempeñó como ingeniero de perforación senior en Houston. Piero obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad Metropolitana en Caracas.

**Gunnar DeBruijn** se desempeña como gerente técnico del segmento de Servicios de Cementación de Schlumberger en Canadá. Está a cargo de las aplicaciones de cementación en Canadá tales como pozos de petróleo pesado, de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), de gas somero, en estribaciones, artísticos, marinos y de aguas profundas, incluyendo pozos de alcance extendido que establecieron récords mundiales. Comenzó su carrera como ingeniero de campo en Dowell en el año 1991. Residente en Calgary desde 2003, ha trabajado para adaptar la tecnología de cementación de Schlumberger al mercado canadiense. Es miembro de la Asociación de Ingenieros, Geólogos y Geofísicos Profesionales (APEGGA) de Alberta, de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), y de la Sociedad del Petróleo de Canadá. Gunnar obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Alberta en Edmonton, Canadá.

**John R. Dribus** es director global del Programa de Estudios de Geociencias y geólogo principal para el segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger. Con base en Nueva Orleans, es geólogo de yacimiento con más de 30 años de experiencia en el Golfo de México. Sus funciones han abarcado todos los aspectos de la geología de exploración, explotación y producción para Schlumberger, y para una importante compañía de petróleo y gas, incluyendo más de 15 años en el área de aguas profundas del Golfo de México, y cinco años como geólogo de un campo de uranio. Sus áreas de conocimientos técnicos especializados abarcan el análisis de los sistemas petroleros, los análogos de aguas profundas, el análisis de riesgos geológicos y la formación en geociencias. Actualmente, John forma parte de la Junta Consejera del Instituto Americano del Petróleo, en la Comisión de Divulgación Pública de la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo (AAPG), y es presidente evaluador para la Competencia Barril Imperial de la AAPG. Posee una licenciatura y una maestría en geología de la Universidad Estatal de Kent, en Ohio, EUA.

**Pablo E. Flores** es vicepresidente de geofísica en la División de E&P de Eni, con base en Milán. Se dedica al negocio de exploración desde 1976, año en el que comenzó a trabajar para Western Geophysical en Brasil y Colombia. Ingresó en Eni (previamente Agip) en 1979 y en un principio trabajó en el grupo de procesamiento y estudios sísmicos, para luego dedicarse a las actividades de exploración a nivel nacional. En 1987, fue transferido a Libia como jefe de geofísica. Entre 1991 y 2003, ocupó diversas posiciones de exploración, nuevos emprendimientos y manejo de la geociencia en Noruega, el Reino Unido, y en la sede de Milán. Regresó a Milán en el año 2003 como gerente de planeación de las operaciones de exploración para

la Unidad de Negocios de Europa, las Américas, Rusia y Australasia. En el año 2005, fue nombrado jefe del segmento de Servicios Corporativos Geofísicos de Eni. Pablo estudió física y geología en las Universidades de Pisa y Florencia, y obtuvo una maestría en ciencias geológicas de la Universidad de Florencia, en Italia.

**José Formigli** fue recientemente designado gerente ejecutivo para el área nacional de E&P de Petrobras, denominada E&P-PRESAL. Esta posición está específicamente relacionada con la evaluación, el desarrollo y la producción de los descubrimientos pre-salinos, los cuales abarcan los hallazgos recientes en la Cuenca de Santos, en el área marina de Brasil. Desde su ingreso en Petrobras en 1983, José desarrolló diversas actividades relacionadas con las operaciones de terminación de pozos y la ingeniería submarina, comenzando como encargado de operaciones de las áreas marinas para luego gerenciar dichas actividades. José fue gerente de producción de la Cuenca de Campos, gerente a cargo de los activos del Campo Marlim, gerente ejecutivo del segmento de servicios de E&P y gerente de ingeniería de producción de E&P. Obtuvo una licenciatura en ingeniería civil y otra en ingeniería petrolera del Instituto Militar de Engenharia y la Universidad de Petrobras, respectivamente, y una maestría en administración avanzada de empresas de la Escuela de Postgrado en Administración de Empresas COPPEAD de la Universidad Federal de Río de Janeiro.

**Robert Greenaway** se desempeña como campeón de producto para el segmento de Sistemas de Fibra Óptica y Adquisición de Datos de Superficie de Schlumberger desde julio de 2008. Trabaja en el Centro de Productos de Southampton, en Inglaterra, como parte de la organización del Centro de Monitoreo y Control de Yacimientos y Terminaciones (RMC). Constituye el vínculo entre las operaciones, el equipo de negocios y los centros de productos para asegurar la máxima calidad de las operaciones de medición y transmisión de datos. Previo a sus responsabilidades actuales, fue asignado al segmento de medidores con fibra óptica Sensa\* de Schlumberger como ingeniero de soporte de productos y operaciones y campeón de productos en el Centro de Productos de Southampton. Ingresó en Schlumberger en el año 2000, en Aberdeen. Como ingeniero de campo para el segmento de Servicios con Tubería Flexible, desde el año 2000 hasta el año 2005, también fue campeón de productos del Reino Unido para la herramienta de correlación en profundidad DepthLOG\* CT en el año 2003. Desempeñando este rol, Rob combinó tres nuevas tecnologías, DepthLOG, el cabezal de disparo eFire\* y los cañones OrientXact\*, para implementar y ejecutar los primeros disparos orientados exitosos con tubería flexible en el Mar del Norte, utilizando la técnica inalámbrica de transmisión de pulsos. Trabajó como ingeniero de soporte técnico CoilTOOLS\* en el Centro de Productos de Sugar Land desde el año 2005 hasta el año 2006. Posee una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Southampton.



**David Harrison** se desempeña como gerente del segmento de Servicios de Pruebas, Mercadeo y Comunicaciones de Schlumberger y reside en Sugar Land, Texas. Hace treinta años, después de obtener una licenciatura en ingeniería civil de la Universidad de Memphis, en Tennessee, EUA, comenzó su carrera en Johnston Schlumberger, en Bossier City, Luisiana, EUA, como ingeniero de campo especialista en pruebas de pozos. Ocupó una diversidad de posiciones directivas en Flopetrol Johnston y en Schlumberger Wireline & Testing, desde el año 1982 hasta el año 2000. David fue trasladado a Houston en el año 2000 para asumir el cargo de gerente de aplicaciones de entrenamiento, desarrollo y tecnología para América del Norte y América del Sur. Además trabajó como responsable de estrategias de sistemas de mercado, discriminador de sistemas de negocios y gerente de sistemas de negocios de mercadeo para el grupo de Terminaciones y Productividad de Pozos de Schlumberger.

**David Hill** se desempeña como gerente de geofísica aplicada en WesternGeco, en Gatwick, Inglaterra. Ingresó en la compañía en el año 2000. Está a cargo del soporte geofísico global para WesternGeco. Previamente trabajó en Amoco UK durante 10 años como geofísico de operaciones, y diseño, adquirió y procesó levantamientos sísmicos 2D y 3D para satisfacer los objetivos de los equipos a cargo de los activos de exploración y desarrollo de la compañía. Además, ocupó diversos cargos para Western Geophysical entre 1978 y 1990, adquiriendo experiencia en todos los departamentos relacionados con las operaciones de procesamiento de datos y en el desarrollo de software para procesamiento y análisis de datos geofísicos. David obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en física y geofísica de la Universidad de Liverpool, en Inglaterra.

**Marianne Houbiers** trabaja como investigador geofísico en modelado sísmico y generación de imágenes sísmicas, dentro del Programa de Investigación de Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo, en el Centro de Investigaciones de StatoilHydro en Trondheim, Noruega. Ingresó en StatoilHydro en 2006. Previamente, se dedicó al estudio de las metodologías de levantamientos sísmicos en el departamento de métodos de Statistics Netherlands y Statistics Denmark. Marianne posee una maestría y un doctorado en física teórica de la Universidad de Utrecht, en los Países Bajos.

**Riaz Israel** reside en Houston, donde se desempeña como ingeniero de perforación senior de Schlumberger para las operaciones de perforación en el área de aguas profundas del Golfo de México desde el año 2006. Ingresó en la compañía en 2001 como ingeniero de perforación en Trinidad. Riaz trabajó previamente como ingeniero petrolero para Mora Oil Ventures Ltd en Trinidad. Posee una maestría en ingeniería petrolera y una licenciatura en ingeniería química, ambas de la Universidad de las Indias Occidentales, en St. Augustine, Trinidad y Tobago. Riaz es miembro de la SPE desde el año 2000.

**Martin P.A. Jackson** se desempeña como investigador científico senior en la Dirección de Geología Económica de la Universidad de Texas, en Austin. Allí, estableció y es co-director del Laboratorio de Geodinámica Aplicada, un grupo de investigación financiado por el sector industrial que trabaja en el tema de la tectónica salina. Obtuvo una licenciatura y una licenciatura (con mención honorífica) de la Universidad de Londres y un doctorado de la Universidad de Ciudad del Cabo, en Sudáfrica, para la investigación de los terrenos gnéissicos de alto grado del Precámbrico. La AAPG le ha otorgado los premios J.C. "Cam" Sproule Memorial, George C. Matson Memorial, Robert H. Dott, Sr., Memorial, A.I. Levorsen Memorial y Jules Braunstein Memorial. Las actividades de investigación actuales de Martin incluyen la interpretación sísmica 3D, el modelado y el trabajo de campo referido al avance de los mantos salinos alóctonos en el Golfo de México, los domos evaporíticos plegados en el Alto Ártico de Canadá, el acortamiento intrasalino Messiniano en el oriente del Mediterráneo, la tectónica salina en Marte y la reconstrucción de la cinemática de las placas de las cuencas salinas terrestres.

**Simon James** es gerente de Tecnología de Integridad de Pozos (WIT) en el Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia; posición que ocupa desde el año 2005. Previamente, fue gerente de proyectos para WIT, donde su responsabilidad por los entregables del segmento de Integridad de la Cubierta de Cemento (CSI) condujo a la comercialización de la tecnología FlexSTONE HT\* en el año 2004. Simon comenzó su carrera en Schlumberger en 1993 en Dowell, St. Austell, Inglaterra, como líder de proyectos para proyectos conjuntos que involucraron a las principales compañías operadoras en las áreas de lubricación, reología en condiciones HPHT, estabilidad de pozos, fluidos de penetración de yacimientos, inhibición de la corrosión y monitoreo automático del lodo. Después de trabajar como ingeniero de desarrollo senior en el Centro de Productos Sugar Land, fue transferido al Centro de Productos Riboud de Schlumberger en el año 2000. Es miembro del Instituto de Física del Reino Unido y físico certificado. Posee numerosas publicaciones en revistas para profesionales y es titular de 11 patentes. Simon obtuvo un doctorado en física y una licenciatura en ciencias naturales de la Universidad de Cambridge, en Inglaterra.

**Carl Johnson** reside en Aberdeen, donde se desempeña como ingeniero técnico (especialista en cementación) de Schlumberger Well Services GeoMarket para el Mar del Norte desde el año 2007. Comenzó su carrera en 1996 como ingeniero especialista en cementación, en el segmento de Servicios al Pozo de Schlumberger, en Aberdeen. Trabajó en áreas marinas varios años como ingeniero técnico con clientes del Mar del Norte, incluyendo la compañía Shell. En el año 2001, fue nombrado instructor de cementación senior en el Centro de Entrenamiento Kellyville del segmento de Servicios al Pozo en Tulsa. Carl se incorporó en el Equipo de Desarrollo de Productos de Schlumberger

en Clamart, Francia, como campeón de productos para los sistemas avanzados de cementación en el año 2003. Posee una licenciatura (con mención honorífica de primera clase) en ingeniería mecánica de la Universidad de Manchester, en Inglaterra.

**Jerry Kapoor** dirige actualmente el Centro de Excelencia para la Generación de Imágenes Subsalinas de WesternGeco en Houston. Comenzó su carrera en Geophysical Service Inc., en Croydon, Inglaterra, habiendo dirigido centros de procesamiento de datos sísmicos en Stavanger, Houston y Bedford, en Inglaterra. En el año 1990, comenzó a desarrollar y aplicar la tecnología para generar imágenes de echados pronunciados y sedimentos subsalinos. Desde 1994, dirigió la evolución del negocio de la creación de imágenes en el dominio de la profundidad de WesternGeco, desde las migraciones en profundidad antes del apilamiento hasta los levantamientos actuales, con cobertura azimutal amplia, de última generación. Además, ha estado involucrado en numerosos proyectos exitosos de representación con imágenes de estructuras complejas del área de aguas profundas del Golfo de México.

**Sergio Laura** se desempeña actualmente como gerente de exploración de Eni Indonesia en Yakarta. Ingresó en Eni en 1984. Luego de pasar un período inicial en la sede de Milán, comenzó una carrera internacional que lo llevó a Londres, Beijing y El Cairo, con responsabilidades cada vez más importantes en posiciones directivas de exploración. Regresó a la sede de Milán en el año 2002 como gerente para África, Medio Oriente, Italia y Europa Meridional, y como director de diversas subsidiarias de Eni. En el año 2006, fue designado para ocupar su puesto actual en Yakarta. Sergio obtuvo una maestría en ciencias geológicas de la Universidad de Génova, en Italia.

**Tony Leavitt** se desempeña como ingeniero de perforación senior de Schlumberger para las operaciones del área de aguas profundas del Golfo de México de Chevron. Ingresó en Schlumberger en Trinidad en el año 1991, como especialista en registros del lodo e ingeniero especialista en obtención de mediciones durante la perforación (MWD). En 1997, fue transferido a América del Sur como ingeniero a cargo de las operaciones del Occidente de Venezuela para los servicios de MWD y perforación direccional. Dos años más tarde, fue promovido a gerente de servicios de campo en Quito, Ecuador, y fue gerente de locación del segmento de Perforación y Mediciones de Bolivia en el año 2000. Posteriormente regresó a Ecuador en el año 2001 como coordinador de servicios integrados del programa de perforación Villano, Fase 2, de Eni en la selva del Amazonas. Tony trabajó subsiguientemente como ingeniero especialista en optimización de las operaciones de perforación de Schlumberger para Shell y otras compañías independientes del Golfo de México en el año 2002, antes de ser transferido a su posta actual en Houston en el año 2005. Obtuvo una licenciatura en ingeniería eléctrica de la Universidad Atlántica de Florida, en Boca Raton, EUA.

**Cem Menlikli** se desempeña como gerente de proyectos a cargo de las actividades de exploración en el Bloque 3921, situado en el área marina del Mar Negro, para Turkish Petroleum Corporation (TPAO) en Ankara, Turquía. Ingresó en la compañía en 1993 como geólogo de yacimiento. Luego ocupó diversas posiciones como intérprete sísmico en proyectos de exploración y desarrollo, llevados a cabo en los yacimientos carbonatados del sudeste de la Cuenca de Anatolia, la continuación del sector norte de la placa Arábica en Turquía. En el año 2002, se incorporó al equipo a cargo de los activos marinos de la compañía en el Mar Negro, involucrándose fundamentalmente en el modelado de los sistemas petroleros y el desarrollo de nuevos conceptos de *play* en el Mar Negro. Cem obtuvo su licenciatura (con mención honorífica) en ingeniería geológica de la Universidad Técnica de Medio Oriente (METU), en Ankara; además posee una maestría en geofísica de la Escuela de Minas de Colorado, en Golden, EUA.

**Nick Moldoveanu** se desempeña como asesor geofísico en el Centro de Excelencia para la Generación de Imágenes Subsalinas de WesternGeco en Houston, y trabaja en Schlumberger Geco-Prakla y WesternGeco desde 1989. Ocupó cargos técnicos relacionados con los servicios de procesamiento de datos, programación sísmica y adquisición de datos marinos, y los servicios sísmicos de yacimientos. Está involucrado en el desarrollo de nuevas técnicas de adquisición y procesamiento de datos para la representación de ambientes complejos con imágenes sísmicas. Nick obtuvo sendas maestrías en geofísica y matemáticas de la Universidad de Bucarest, en Rumania.

**Fred Mueller** es el ingeniero técnico del GeoMarket\* para el segmento de Servicios al Pozo de Schlumberger en la Cuenca del Sur de Texas y reside en Corpus Christi, en Texas. Ingresó en Dowell en el año 1980 como representante de ingeniería de campo en Bryan, Texas. Desempeñó diversos roles operacionales, de ventas y de ingeniería durante sus 28 años en Schlumberger. Fred posee una licenciatura en ingeniería tecnológica de la Universidad A&M de Texas, en College Station.

**Les Nutt** se desempeña como gerente de operaciones de sísmica de pozo de Schlumberger, en América del Norte desde el año 2004 y reside en Houston. Comenzó su carrera como geofísico de área en Geophysical Service Inc., en el Reino Unido y Arabia Saudita. Ingresó en Schlumberger, en París, en el año 1981 y luego trabajó como analista de registros y geofísico en el Lejano Oriente y Europa. Fue trasladado a Noruega en 1991 como gerente de mercadeo para Wireline & Testing. En 1995 ingresó en el equipo de Desarrollo de

Interpretación de Schlumberger en París y Houston, antes de ser transferido al Centro de Ingeniería de Schlumberger en Japón como gerente de mercadeo. Les fue trasladado a Houston en 2002 como gerente de dominio geofísico. Obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en física pura y aplicada y un doctorado en física de la Universidad Queen's de Belfast, en Irlanda del Norte.

**Ed Palmer** es gerente regional de soluciones integradas para WesternGeco. Residente en Gatwick, dirige los proyectos de sísmica de Europa, África y el Mar Negro. Comenzó su carrera en 1976 en el Departamento de Minerales y Energía de la República de Sudáfrica, adquiriendo e interpretando datos geofísicos para los proyectos de exploración de agua subterránea, diamantes y minerales. En 1979, regresó a Inglaterra a trabajar para Geophysical Service Inc. (GSI) en el procesamiento de datos sísmicos. Conforme GSI evolucionó para convertirse en Halliburton Geophysical Services, Western Geophysical y posteriormente WesternGeco, Ed adquirió experiencia en la supervisión de proyectos de procesamiento de datos marinos 2D, 3D y 4D de todo el mundo. Es graduado de la Universidad de Liverpool, en Inglaterra, y posee una licenciatura (con mención honorífica) en física y geofísica.

**Mike Parris** se desempeña como ingeniero principal del segmento de Ingeniería de Fluidos de Estimulación de Schlumberger y está trabajando para desarrollar fluidos de fracturamiento, agentes de reticulación y aditivos. Residente en Sugar Land, comenzó su carrera en el año 1985, en Tulsa, como gerente del centro de computación para la automatización de los laboratorios. Mike ocupó posiciones senior de ingeniería de desarrollo en los Centros de Productos de Schlumberger en Tulsa y en Sugar Land. Obtuvo una licenciatura en química de la Universidad de Oklahoma, en Norman.

**Shantonu Ray** se desempeña como gerente de Operaciones para Servicios Especiales de Schlumberger Wireline en el Mar del Norte desde el año 2007 y reside en Aberdeen. Tiene a su cargo la supervisión de los servicios especializados, incluyendo las herramientas sísmicas, los sistemas de tracción y las herramientas HPHT con especial atención en la calidad de los servicios y los asuntos relacionados con la salud, la seguridad y el medioambiente. Además se desempeñó como ingeniero InTouch de Schlumberger, gerente de desarrollo de negocios de pozos entubados y gerente de cuentas, gerente de servicios de campo, instructor de calidad de los servicios, ingeniero principal especialista en pozos entubados e ingeniero a cargo en diversas localizaciones de India, Japón e Irak. Shantonu obtuvo una maestría en tecnología

en ingeniería mecánica del Instituto Indio de Tecnología en Mumbai.

**Mark Riding** es director temático del área de aguas profundas para el segmento de Servicios de Campos Petroleros de Schlumberger, en Gatwick, Inglaterra, donde tiene a su cargo la planeación estratégica corporativa y el desarrollo tecnológico a nivel mundial. Comenzó su carrera hace 26 años como ingeniero de campo para los servicios de pruebas de pozos e interpretación de Flopetrol, y fue transferido a Schlumberger Wireline & Testing en 1990. Subsiguientemente, ocupó diversas posiciones de campo, ventas y gerencia, incluyendo el cargo de ingeniero de distrito para el segmento de Operaciones con Cable en Trinidad; gerente de negocios para el segmento de Servicios de Pruebas en Asia; gerente general para el segmento de Servicios de Pruebas a nivel mundial; vicepresidente y gerente general para el segmento de Servicios Submarinos a nivel mundial. Mark posee una licenciatura en ingeniería minera y química de la Universidad de Birmingham, en Inglaterra.

**Rob Ross** es gerente de mercadeo marino para WesternGeco y reside en Gatwick. Ingresó en Geco-Prakla en 1997 y ocupó diversas posiciones relacionadas con el procesamiento de datos, tanto en tierra firme como en áreas marinas, trabajando en Europa, África Occidental y Australasia. Se incorporó en el grupo de soporte geofísico marino en Gatwick en el año 2000. Luego de un tiempo brindando soporte técnico para las operaciones geofísicas en Europa, Rob fue trasladado a Stavanger, donde pasó tres años como facilitador de proyectos Q\* y gerente de cuentas. Rob obtuvo su licenciatura y maestría en ingeniería química y ciencias naturales de la Universidad de Cambridge, en Inglaterra, y su maestría en administración de empresas de la Universidad RSM Erasmus, en Róterdam, Países Bajos.

**Craig Skeates** se desempeña como gerente de proyectos para el equipo a cargo de la Distribución de Tecnología de Petróleo Pesado en Calgary, diseñando nuevos sistemas de terminación de pozos térmicos para sistemas SAGD y otras técnicas de producción locales que involucran el empleo de vapor para desplazar el petróleo pesado o el bitumen. Desde 1998 hasta 2002, se desempeñó como ingeniero de campo especialista en operaciones con cable en Brooks, Alberta, Canadá, donde estuvo a cargo de las operaciones de disparos, adquisición de registros de producción, evaluación de cementaciones y otras operaciones en pozos entubados. Craig posee una licenciatura en ingeniería química de la Universidad de Saskatchewan, en Saskatoon, Canadá.

**Martiris F. Smith** es gerente de soluciones integradas en WesternGeco y trabajó para compañías petroleras grandes y pequeñas antes de ingresar en WesternGeco en el año 2000, proveniente de BP. Durante los últimos 39 años, se desempeñó como geofísico de división, gerente de geofísica, gerente de exploración, y gerente de servicios técnicos. Estos cargos lo llevaron a Mozambique, Lejano Oriente, Sudáfrica, Libia, Francia y EUA. En WesternGeco, ocupó posiciones tales como la de gerente internacional de mercadeo para el procesamiento de datos sísmicos, y la de gerente de mercadeo y gerente de desarrollo de activos para América del Norte. Martiris obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en geología y física de la Universidad de Nottingham, en Inglaterra, y participó en programas de entrenamiento ejecutivo en la Escuela de Negocios y Economía Whittemore, de la Universidad de New Hampshire, en Durham, EUA, y en la Escuela de Postgrado en Administración de Empresas de Darden, Universidad de Virginia, en Charlottesville, EUA.

**Earl Snyder** es gerente de país para WesternGeco en Indonesia y reside en Yakarta. Antes de este cargo, ocupó diversas posiciones relacionadas con operaciones, mercadeo y manejo de personal para Asia, África, América del Sur, Rusia y el Reino Unido. Sus primeros años en la compañía, desde 1993 hasta 2000, incluyeron la ejecución de operaciones sísmicas terrestres en Argelia, Nigeria y Omán. Además trabajó como analista de mercadeo para operaciones terrestres en Houston. Earl posee una licenciatura en ingeniería eléctrica de la Escuela de Minas de Colorado, en Golden.

**Lee Temple** se desempeña como ingeniero de ventas para Schlumberger Oilfield Services en Houston, donde está a cargo de la identificación de las necesidades de los clientes y de la provisión de soluciones, basadas en el agregado de valor, en operaciones de estimulación, tubería flexible y cementación. Antes de ocupar su posición actual en el año 2005, residió en Odessa, Texas, donde se desempeñó como ingeniero especialista en servicios de diseño y evaluación en la Cuenca Pérmica. En 1991, ingresó en Dowell, en Beckley, Virginia Oeste, EUA, trabajando en el diseño, ejecución y evaluación de los tratamientos de cementación y fracturamiento. Ingresó en Oilfield Services en el año 2001, en Midland, Texas. Lee ocupó además posiciones de ventas y directivas en Oklahoma y Kansas. Obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica del Instituto Politécnico y la Universidad Estatal de Virginia en Blacksburg.

**Mark Thompson** se desempeña como líder de equipo para el área de Adquisición de Datos y Generación de Imágenes del Programa de Investigación de Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo, en el Centro de Investigaciones de StatoilHydro en Trondheim, Noruega. Previamente, trabajó en el desarrollo de tecnologías de adquisición y procesamiento de datos 4C, y en el procesamiento y el modelado de datos sísmicos

obtenidos con la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo). Comenzó su carrera en 1989 como geofísico de campo en Western Geophysical. Antes de asumir su posición actual, supervisó los proyectos de procesamiento de datos sísmicos a bordo para Geco-Prakla, con base en Gatwick. Mark posee una licenciatura en ciencias de la tierra aplicadas del Kingston Polytechnic y una maestría en geología y geofísica del petróleo del Imperial College, ambos en Londres.

**Robin Walker** se desempeña como director de mercadeo para WesternGeco en Gatwick y posee más de 20 años de experiencia en mercadeo técnico y ventas en la compañía. En sus diversos roles, dirigió la identidad y el modelo de negocios del producto sísmico Q, contribuyó a la investigación y a las instrucciones técnicas de ingeniería, y definió y monitoreó las actividades de ingeniería. Antes de asumir su posición actual, trabajó en Houston, Stavanger, Singapur y Sydney, en Australia. Robin comenzó su carrera en 1980 como geólogo de planta en el Reino Unido, y luego se dedicó al procesamiento de datos sísmicos terrestres antes de ingresar en WesternGeco en 1985. Posee una licenciatura en geología del Royal Holloway and Bedford New College, de la Universidad de Londres.

**Don Williamson** se desempeña como gerente de proyectos para el segmento de Ingeniería de Fluidos de Estimulación de Schlumberger y reside en Sugar Land. Antes de ocupar esta posición en el año 2007, trabajó como editor senior para la publicación *Oilfield Review* de Schlumberger. Además, fue gerente técnico de fluidos de perforación en el Centro de Tecnología de Europa-África, en Aberdeen, desempeñándose como especialista en la línea de productos de fluidos de perforación para el grupo de mercadeo de Europa-África de Dowell en París y como gerente de operaciones con fluidos de perforación para el área del GeoMarket de la Costa del Golfo de México. Don comenzó su carrera en IMCO-Halliburton en 1978 e ingresó en Schlumberger en 1981. Obtuvo una licenciatura en química y biología de la Universidad Estatal de Nueva York, en Albany, EUA.

**Kevin Wutherich** se desempeña como ingeniero técnico del segmento de Operaciones de Estimulación de Schlumberger en Europa desde el año 2006 y reside en Hannover, Alemania. Sus responsabilidades incluyen el diseño y la evaluación de los tratamientos de estimulación en toda Europa. Desde su ingreso en Schlumberger en el año 2000, ocupó las posiciones de ingeniero de campo, en Fort Smith, Arkansas, EUA; ingeniero de campo, en Elk City, Oklahoma; e ingeniero DESC\*, en Oklahoma City, Oklahoma. Obtuvo una licenciatura en ingeniería química de la Universidad de Waterloo, en Ontario, Canadá.

Se utiliza un asterisco (\*) para denotar una marca de Schlumberger.

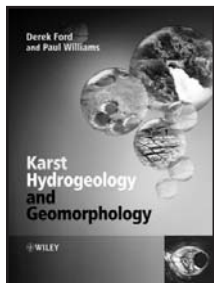
**Avances en materia de resonancia magnética.** La ciencia médica ha adoptado la resonancia magnética nuclear (RMN) como método no invasivo de evaluación del cuerpo humano. Las aplicaciones de una tecnología similar en el campo petrolero proveen a los operadores el análisis no invasivo de las propiedades de los fluidos en sitio. Este artículo describe los desarrollos que han tenido lugar recientemente en las aplicaciones de la RMN, incluyendo las mejoras introducidas en las técnicas tradicionales de adquisición de datos y los programas innovadores de software que transforman las imágenes estáticas convencionales en mapas 3D dinámicos de las características cambiantes del fluido en las rocas yacimiento.

#### Monitoreo del desempeño de las operaciones

**con TF.** Desde sus comienzos, las operaciones con tubería flexible (TF) se han basado en el monitoreo de los parámetros de superficie para inferir el estado de las condiciones de fondo de pozo. Si bien dichas mediciones se basan en rigurosos principios de ingeniería, en su mayoría no logran distinguir en tiempo real los cambios sutiles que se producen en el fondo del pozo. Los sensores de fibra óptica y los sistemas de telemetría ahora están ayudando a los operadores a reconocer y ajustarse a las condiciones cambiantes durante la ejecución de una operación.

**Acidificación de la matriz.** Con los pozos más profundos y de mayor temperatura que se perforan hoy en día, los tratamientos de estimulación de pozos requieren nuevos químicos y modernos tratamientos de acidificación. Este artículo describe las nuevas tecnologías tanto para la estimulación de areniscas como para la estimulación de carbonatos que resultan efectivas a temperaturas elevadas. Las nuevas formulaciones de los fluidos posibilitan además técnicas más simples de colocación de los fluidos.





### Hidrogeología y geomorfología cársticas

Derek Ford y Paul Williams  
John Wiley & Sons, Inc.  
111 River Street  
Hoboken, Nueva Jersey 07030 EUA  
2007. 576 páginas. US\$ 185.00  
tapa dura;  
US \$60.00 edición económica  
ISBN 0-470-84996-7

Publicada originalmente en 1989, esta importante obra sobre los estudios cársticos ha sido revisada y actualizada sustancialmente. El libro presenta la cinética de la disolución, los equilibrios químicos y las leyes del flujo físico relacionadas con los ambientes cársticos, y la influencia del clima y del cambio climático sobre el desarrollo cárstico. Se incluye además información sobre el manejo de los recursos hídricos cársticos y el control del medio ambiente, abarcando la evaluación del impacto ambiental, la recuperación del medio ambiente, los impactos del turismo y la conservación. A lo largo de todo el texto, se incluyen las aplicaciones prácticas de los estudios cársticos.

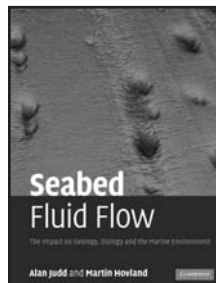
#### Contenido:

- Introducción a las estructuras cársticas
- Las rocas cársticas
- La disolución: el comportamiento químico y cinético de las rocas cársticas
- La distribución y la tasa de denudación cárstica
- La hidrología cárstica
- Análisis de los sistemas de drenaje cárstico
- Espeleogénesis: el desarrollo de los sistemas de cavernas
- Los depósitos en el interior de las cavernas
- El desarrollo de formas de relieve cársticas en las regiones húmedas
- La influencia del clima, el cambio climático y otros factores ambientales sobre el desarrollo cárstico
- Manejo de los recursos hídricos cársticos
- Los impactos humanos y la recuperación del medio ambiente
- Notas, índice

👍 *El alcance de la cobertura es muy significativo y la lista de referencias, impresionante; es llamativo observar cuánto material contiene [el libro].*

👍 *En conjunto, su precio se justifica.... Muy recomendado*

Field MS: Choice 45, N° 7 (Marzo de 2008): 1189.



### El flujo de fluido en el lecho marino: El impacto sobre la geología, la biología y el ambiente marino

Alan Judd y Martin Hovland  
Cambridge University Press  
The Edinburgh Building  
Cambridge CB2 2RU, Inglaterra  
2007. 492 páginas. US\$ 160.00  
ISBN 0-52181-950-4

La filtración de fluidos submarinos posee efectos significativos sobre la morfología, la mineralización y la ecología del lecho marino, e incide en la composición de los océanos y la atmósfera. Este libro describe los rasgos y los procesos de flujo de fluido en el lecho marino, y demuestra su importancia para las actividades humanas y los ambientes naturales.

#### Contenido:

- Introducción al flujo de fluido en el lecho marino
- Cráteres, gas somero y filtraciones: Una evaluación inicial
- El flujo de fluido en el lecho marino en todo el mundo
- El contexto del flujo de fluido en el lecho marino
- La naturaleza y los orígenes del flujo de fluidos

- El flujo de fluido en el lecho marino y la biología
- El gas somero y los hidratos de gas
- La migración y los rasgos del lecho marino
- El flujo de fluido en el lecho marino y la precipitación de los minerales
- Impactos sobre la hidrosfera y la atmósfera
- Implicancias para el hombre
- Referencias, Índice

👍 *... el libro es acompañado por un conjunto diverso de materiales interactivos que serán de utilidad para instructores e investigadores, y que incluyen mapas, versiones en color de muchas de las ilustraciones, y presentaciones de colegas de los autores.*

👍 *Este libro brinda una excelente visión general de los fenómenos de filtraciones submarinas y estimula los debates científicos actuales necesarios para comprender estos sistemas. Recomendamos el libro El flujo de fluido en el lecho marino a científicos y otros profesionales aunque también, ciertamente, a los alumnos que se especializan en temas relacionados con el flujo de fluido.*

Wegener G y Boetius A: Oceanography 20, N° 3 (Septiembre de 2007): 60.

👍 *En mi opinión, el libro posee un grado significativo de envergadura y detalle, y considero que será de utilidad para los científicos que se desempeñan en el ámbito industrial y en el área académica.*

Hutnak M: Geofluids 7, N° 4 (Noviembre de 2007): 468.



